As informações contidas neste Prospecto estão sob análise da Comissão de Valores Mobiliários, a qual não se manifestou a respeito. O presente Prospecto está sujeito a complementação e correção. O Prospecto Definitivo será entregue aos investidores durante o período de distribuição.

PROSPECTO PRELIMINAR DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA PRIMÁRIA DE AÇÕES ORDINÁRIAS DE EMISSÃO DA

MPX Energia S.A.
Companhia Aberta de Capital Autorizado
CNPJ/MF nº 04.423.567/0001-21
Praia do Flamengo, nº 154, 10º andar
22210-030 – Flamengo, Rio de Janeiro, RJ
Inicialmente, 1.903.743 Ações Ordinárias
Código ISIN nº BRMPXEACNOR2
Código de negociação na BOVESPA: MPXE3

No contexto desta Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R$935,00 e R$1.111,00, ressalvado, no entanto, que tal preço poderá ser fixado fora dessa faixa indicativa.

A MPX Energia S.A. ("MPX" ou "Companhia") está realizando uma oferta que compreende a distribuição pública primária de, inicialmente, 1.903.743 ações ordinárias de emissão da MPX ("Oferta"), todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações" ou "Ações Ordinárias").

As Ações serão ofertadas no Brasil mediante a coordenação do Banco UBS Pactual S.A. ("UBS Pactual" ou "Coordenador Líder"), que será a instituição líder para os fins da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), em conjunto com o Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A. ("Merrill Lynch"), Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA") e Banco Santander S.A. ("Santander" e, conjuntamente com o Coordenador Líder, a Merrill Lynch e o Itaú BBA, os "Coordenadores da Oferta"), em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, no Brasil em mercado de balcão não-organizado, exclusivamente a investidores qualificados brasileiros, conforme definido no artigo 109 da Instrução CVM 409 ("Investidores Qualificados Brasileiros") e, ainda, no exterior mediante esforços de venda coordenados pelo UBS Securities LLC, Merrill Lynch Pierce, Fenner & Smith Incorporated, Itaú Securities, Inc. e Santander Investment Securities, Inc. ("Agentes de Colocação Internacional") e determinadas instituições financeiras por eles contratadas, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América ("EUA"), conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act* de 1933 dos EUA ("Securities Act"), editada pela *Securities and Exchange Commission* dos EUA ("SEC"), e a investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos EUA, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act*, e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor (em conjunto, "Investidores Qualificados Estrangeiros"), em todos os casos com base nas isenções de registro do *Securities Act*, desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, conforme alterada, e da Instrução CVM nº 325, de 27 de janeiro de 2000, conforme alterada, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei n.º 4.131, de 27 de setembro de 1962, conforme alterada, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC dos EUA.

A realização da Oferta foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21 de novembro de 2007, conforme ata publicada no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no jornal Valor Econômico, em 22 de novembro de 2007. O aumento de capital da Companhia, dentro do capital autorizado, mediante emissão das Ações e a fixação do Preço por Ação serão aprovados em reunião do Conselho de Administração da Companhia, a ser realizada entre a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento ("Procedimento de *Bookbuilding*") e a concessão do registro da Oferta pela CVM.

	Preço (R$)	Comissões (R$)	Recursos Líquidos (R$)[1]
Por Ação	1.023,00	40,92	982,08
Oferta[2]	1.947.529.089,00	77.901.163,56	1.869.627.925,44
Total	**1.947.529.089,00**	**77.901.163,56**	**1.869.627.925,44**

(1) Considerando o Preço por Ação estimado com base no ponto central da faixa de preço das Ações, constante na capa deste Prospecto, deduzido de comissões aplicáveis, mas sem considerar as despesas da Oferta e tributos aplicáveis.

(2) Os valores acima indicados não incluem as Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

A quantidade total de Ações objeto da Oferta poderá ser acrescida de até 285.561 Ações, equivalente a até 15% das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Suplementares"), conforme opção para subscrição de tais Ações outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta ("Opção de Ações Suplementares"). O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, por um período de 30 dias contados a partir do primeiro dia útil (inclusive) após a publicação do anúncio de início, de exercer a Opção de Ações Suplementares após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das Ações no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores da Oferta.

Sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, a quantidade de Ações inicialmente ofertadas poderá, a critério da Companhia, em conjunto com os Coordenadores da Oferta, ser aumentada em até 380.748 Ações, que correspondem a 20% do total das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais"), em conformidade com o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400 ("Opção de Ações Adicionais").

A Oferta foi previamente submetida à CVM e registrada em [•] de [•] de 2007 sob o nº Oferta Primária CVM/SRE/REM/2007/[•]. Não foi nem será realizado nenhum registro da Oferta na SEC, nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil.

"O registro da presente Oferta não implica, por parte da CVM, garantia da veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre as ações a serem distribuídas."

Este Prospecto não deve ser considerado uma recomendação de compra das Ações. Ao subscrever as Ações, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação sobre a Companhia, seus negócios e atividades. Os investidores devem ler a seção "Fatores de Risco" nas páginas 70 a 87 deste Prospecto para ciência de certos fatores de risco que devem ser considerados com relação à aquisição das Ações.

"A(O) presente oferta pública/programa foi elaborada(o) de acordo com as disposições do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, o qual se encontra registrado no 4º Ofício de Registro de Títulos e Documentos da Comarca de São Paulo, Estado de São Paulo, sob o nº 4890254, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública/programa, aos padrões mínimos de informação contidos no código, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das instituições participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública/programa".

Coordenadores da Oferta

Coordenador Líder e *Joint Bookrunner* — UBS Pactual

Coordenador e *Joint Bookrunner* — Merrill Lynch

Coordenador e *Joint Bookrunner* — Itaú BBA

Coordenador e *Joint Bookrunner* — Santander GLOBAL BANKING & MARKETS

Coordenadores Contratados

citi

UNIBANCO

A data deste Prospecto Preliminar é 10 de dezembro de 2007.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

1. Introdução

Definições 3
Glossário de Termos Técnicos 11
Sumário da Companhia 17
Sumário da Oferta 33
Resumo das Demonstrações Financeiras 42
Informações sobre a Oferta 44
Identificação de Administradores, Consultores e Auditores 62
Declarações da Companhia e do Coordenador Líder 64
Informações Cadastrais da Companhia 65
Apresentação das Informações Financeiras e Operacionais 66
Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro 68
Fatores de Risco 70
Destinação dos Recursos 88

2. Informações Sobre a Companhia

Capitalização 91
Diluição 92
Informações Financeiras Selecionadas 94
Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional 96
Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações 122
Visão Geral do Setor 129
Atividades da Companhia 169
Administração 215
Principais Acionistas 223
Operações com Partes Relacionadas 224
Informações sobre o Mercado e os Títulos e Valores Mobiliários Emitidos 226
Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa 228
Descrição do Capital Social 234

3. Anexos

Estudo de Viabilidade 253
Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto 697
Estatuto Social 703
Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 21 de novembro de 2007, aprovando a Oferta 723
Informações Anuais relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, somente as informações não constantes do Prospecto 729

4. Demonstrações Financeiras

Demonstrações Financeiras consolidadas da MPX relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 e respectivos pareceres dos Auditores Independentes 759
Demonstrações Financeiras consolidadas da MPX relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006 e respectivos parecer e relatório de revisão especial dos Auditores Independentes 795

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

1. INTRODUÇÃO

- Definições
- Glossário de Termos Técnicos
- Sumário da Companhia
- Sumário da Oferta
- Resumo das Demonstrações Financeiras
- Informações sobre a Oferta
- Identificação de Administradores, Consultores e Auditores
- Declarações da Companhia e do Coordenador Líder
- Informações Cadastrais da Companhia
- Apresentação das Informações Financeiras e Operacionais
- Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro
- Fatores de Risco
- Destinação dos Recursos

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DEFINIÇÕES

Os termos indicados abaixo terão o significado a eles atribuídos para fins do presente Prospecto Preliminar.

Ações ou Ações Ordinárias	Ações ordinárias de emissão da MPX, objeto da presente Oferta.
Ações da Oferta	1.903.743 Ações de emissão da MPX objeto da Oferta, acrescidas, se for o caso, das Ações Adicionais e das Ações Suplementares.
Ações Adicionais	Ações de emissão da MPX, equivalentes a até 20% da quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares), com as mesmas características das Ações inicialmente ofertadas que, conforme dispõe o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, poderão ser acrescidas à Oferta, a critério da MPX e de comum acordo com os Coordenadores da Oferta. Salvo se disposto de maneira diversa, as referências às Ações serão também referência às Ações Adicionais.
Administração	O Conselho de Administração e a Diretoria da MPX.
Ações Suplementares	Ações de emissão da MPX, equivalentes a até 15% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais), com as mesmas características das Ações inicialmente ofertadas, em decorrência do exercício da Opção das Ações Suplementares. Salvo se disposto de maneira diversa, as referências às Ações serão também referência às Ações Suplementares.
Agentes de Colocação Internacional	UBS Securities LLC, Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, Itaú Securities, Inc. e Santander Investment Securities, Inc.
Agentes Vendedores	Geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica.
AMCI	AMCI International A.G., sociedade constituída sob as leis da Suíça, atuante no setor de mineração, com atividades na extração de carvão mineral e seu fornecimento para usinas metalúrgicas e de geração de energia.
ANA	Agência Nacional de Águas.
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão de estado, responsável pela regulação e fiscalização do setor elétrico.
Anglo American	Anglo American Participações em Mineração Ltda.
ANTAQ	Agência Nacional de Transportes Aquaviários.
Anúncio de Encerramento	O Anúncio de Encerramento da Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da MPX a ser publicado pelos Coordenadores da Oferta e pela MPX, nos termos do artigo 29 da Instrução CVM 400.

Anúncio de Início	O Anúncio de Início da Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da MPX a ser publicado pelos Coordenadores da Oferta e pela MPX, nos termos do artigo 52 da Instrução CVM 400.
Ardpoint	Ardpoint Holdings, Inc., sociedade controlada pela Centennial Asset e detentora de 70% do capital social da MPX Energia de Chile Limitada.
Aviso ao Mercado	Aviso ao Mercado de Distribuição Pública Primária de Ações de Emissão da Companhia, publicado em 28 de novembro de 2007 no jornal Valor Econômico e no jornal Gazeta Mercantil, na forma do artigo 53 da Instrução CVM 400.
Banco Central ou BACEN	Banco Central do Brasil.
Barrick Gold	Barrick Gold Corporation.
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo S.A. – BVSP.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
CBLC	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.
CCP	CCP Participações Ltda.
CDI	Certificado de Depósito Interbancário.
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá.
Centennial Asset	Centennial Asset Ltd., sociedade controlada pelo Sr. Eike Fuhrken Batista, sediada nas Ilhas Virgens Britânicas e que por sua vez, detém, por meio de subsidiárias, 30% das ações representativas do capital social da MPX Chile e MPX Porto do Açu.
CETIP	Câmara de Custódia e Liquidação, regulada pelo Banco Central e CVM.
CIPP	Complexo Industrial e Portuário do Pecém.
Citi	Citigroup Global Markets Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
CODELCO	Corporación Nacional del Cobre de Chile.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Companhia, MPX ou Nós	MPX Energia S.A.

Constituição Federal	Constituição Federal da República Federativa do Brasil.
Contrato de Distribuição	Instrumento Particular de Contrato de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da MPX, a ser celebrado em 12 de dezembro de 2007, entre a Companhia, os Coordenadores da Oferta e a CBLC, esta na qualidade de interveniente anuente.
Contrato de Estabilização	Instrumento Particular de Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Ordinárias de Emissão da MPX, a ser celebrado em 12 de dezembro de 2007 entre a Companhia, o Coordenador Líder e UBS Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., relativo às atividades de estabilização de preço das ações de emissão da Companhia.
Contrato de Participação no Novo Mercado	Contrato celebrado em 21 de novembro de 2007 por, de um lado, a BOVESPA, e, de outro, a Companhia, seus Administradores e o Acionista Controlador, que concordaram em cumprir requisitos diferenciados de governança corporativa e divulgação de informações ao mercado estabelecidos pelo Regulamento do Novo Mercado, a fim de se qualificar para listagem neste segmento. Este contrato entrará em vigor na data de publicação do Anúncio de Início.
COPELMI	Copelmi Mineração Ltda.
Coordenadores Contratados	Citigroup Global Markets Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. e Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
Coordenadores da Oferta	Banco UBS Pactual S.A., Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A., Banco Itaú BBA S.A. e Banco Santander S.A.
Coordenador Líder ou UBS Pactual	Banco UBS Pactual S.A.
Corretoras Consorciadas ou Participantes Especiais	Instituições financeiras e corretoras de títulos e valores mobiliários integrantes do sistema de distribuição autorizadas a operar na BOVESPA e indicadas no Aviso ao Mercado e/ou no Anúncio de Início, subcontratadas pelos Coordenadores da Oferta em nome da Companhia para fazer parte do esforço de venda de colocação das Ações, exclusivamente aos Investidores da Oferta de Dispersão.
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza.
CRE	Cooperativa Rural de Electrificacion, empresa boliviana com atividades no setor de energia elétrica.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
CVRD	Companhia Vale do Rio Doce.
Data de Liquidação	18 de dezembro de 2007, ou seja, o último dia do Período de Colocação.

Diferencial Energia	Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda.
Dólar, Dólares ou US$	Dólar dos Estados Unidos da América.
EBITDA	O EBITDA, de acordo com o Ofício Circular CVM nº 1/2005, compreende os lucros antes das despesas financeiras líquidas, do imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização e resultados não-operacionais. O EBITDA não é uma medida de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não deve ser considerado como substituto para o lucro líquido, como indicador do nosso desempenho operacional ou como substituto do fluxo de caixa como indicador de liquidez. O EBITDA não possui significado padronizado e nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras sociedades.
EDP	EDP – Energias do Brasil S.A.
ELETRONORTE	ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
Encerramento do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	05 de dezembro de 2007.
EPC	*Engineering, Procurement and Construction Agreement*, contratos de construção de obras de grande porte, com característica de contratos de empreitada global.
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço.
Geração de Base ou Geração Tradicional	É a geração de energia através de fontes que têm condições de despacho permanente, sempre que necessário, sem elevação substancial de preços em condições operativas regulares. Exemplos mais significativos de tal tipo de geração são as usinas hidrelétricas, termelétricas a carvão, gás natural e nuclear.
Governo Federal	Governo Federal da República Federativa do Brasil.
Grupo EBX	Conjunto de sociedades controladas pelo nosso acionista controlador, Eike Fuhrken Batista, que não constitui um grupo de sociedades nos termos da Lei de Sociedades por Ações.
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBGC	Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil.
ICB	Índice de Custo Benefício.

ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
IFRS	*International Financial Reporting Standards*.
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
Índice BOVESPA	Indicador de desempenho do mercado de ações no Brasil. O índice é o valor atual de uma carteira teórica de ações negociadas na BOVESPA constituída a partir de uma aplicação hipotética, que reflete não apenas as variações dos preços das ações, mas também o impacto da distribuição dos proventos, sendo considerado um indicador que avalia o retorno total das ações que o compõe.
INPC	Índice Nacional de Preços ao Consumidor, divulgado pelo IBGE.
INPI	Instituto Nacional de Propriedade Industrial.
Instrução CVM 325	Instrução CVM nº 325, de 27 de janeiro de 2000.
Instrução CVM 400	Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada.
Instrução CVM 409	Instrução CVM nº 409, de 18 de agosto de 2004.
Instituições Participantes da Oferta	O Coordenador Líder, Merrill Lynch, Santander, Itaú BBA, os Coordenadores Contratados e as Corretoras Consorciadas.
Investidores Qualificados	Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros.
Investidores Qualificados Brasileiros	Investidores qualificados, conforme definidos pelo art. 109 da Instrução CVM 409, quais sejam: instituições financeiras, companhias seguradoras e sociedades de capitalização, entidades abertas e fechadas de previdência complementar, pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R$300.000,00 e que, adicionalmente, atestem por escrito sua condição de investidor qualificado, fundos de investimento destinados exclusivamente a investidores qualificados, e administradores de carteira e consultores de valores mobiliários autorizados pela CVM, em relação a seus recursos próprios.
Investidores Qualificados Estrangeiros	Investidores qualificados estrangeiros que sejam registrados junto à CVM, nos termos da Instrução CVM 325 e da Resolução CMN 2.689, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº 4.131, sendo que, no caso de investidores residentes nos Estados Unidos, tais investidores deverão, ainda, ser investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definido pela Regra 144A do *Securities Act*.

IPC	Índice de Precios al Consumidor, medida de inflação chilena.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo, divulgado pelo IBGE.
Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
KPMG	KPMG Auditores Independentes.
Lei 4.131	Lei nº 4.131, de 27 de setembro de 1962, e alterações posteriores.
Lei das Sociedades por Ações	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Lei de Concessões	Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
Lei do Mercado de Capitais	Lei nº 6.385, de 07 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, pelo Decreto n.º 5.175, de 9 de agosto de 2004, e pelo Decreto n.º 5.184, de 16 de agosto de 2004.
Lei do Setor Elétrico	Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e alterações posteriores.
LLX	LLX Logística S.A., empresa do Grupo EBX.
LLX Açu	LLX Açu Operações Portuárias S.A., sociedade anônima controlada pela LLX Logística S.A., empresa do Grupo EBX.
LLX Minas-Rio	LLX Minas-Rio Logística S.A., sociedade anônima controlada pela LLX Logística S.A., empresa do Grupo EBX.
MAN Diesel	MAN Diesel A/S.
MDU	MDU Resources Group.
Merrill Lynch	Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.
MMX	MMX Mineração e Metálicos S.A., sociedade anônima de capital aberto controlada pelo Sr. Eike Fuhrken Batista, empresa do Grupo EBX.
MMX Minas-Rio	MMX Minas-Rio Mineração S.A., sociedade anônima controlada pela MMX, empresa do Grupo EBX.
MSGÁS	Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul.
Termoceará	Termoceará Ltda.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem da BOVESPA, com regras diferenciadas de governança corporativa.

Oferta Pública ou Oferta	Oferta pública de 1.903.743 ações ordinárias a serem emitidas pela MPX, a ser realizada no Brasil nos termos da Instrução CVM 400 e, ainda, com esforços de colocação nos EUA, para investidores institucionais qualificados, definido em conformidade com o disposto na Regra 144A, em operações isentas de registro de acordo com o *Securities Act*, e nos demais países (exceto nos Estados Unidos da América e no Brasil), com base no Regulamento S, em ambos os casos, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM.
Oferta de Dispersão	Oferta de Ações Ordinárias realizada junto a Investidores da Oferta de Dispersão.
Oferta Institucional	Oferta de Ações Ordinárias realizada junto a Investidores da Oferta Institucional.
Opção de Ações Suplementares	Opção outorgada pela MPX ao Coordenador Líder para emissão das Ações Suplementares a serem destinadas exclusivamente para atender a eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta, a ser exercida, no todo ou em partes, pelo Coordenador Líder, após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, a partir da data de assinatura do Contrato de Distribuição e até 30 (trinta) dias, contados da data de publicação do Anúncio de Início, inclusive.
Pessoas Vinculadas	São os Investidores que sejam (a) administradores ou controladores da Companhia, (b) controladores ou administradores das Instituições Participantes da Oferta, (c) outras pessoas vinculadas à Oferta, e (d) cônjuges ou companheiros, ascendentes, descendentes e colaterais até o 2º grau de cada uma das pessoas referidas nos itens (a), (b) ou (c).
Porto do Açu	Terminal privativo de uso misto autorizado pela ANTAQ, localizado no Município de São João da Barra, Estado de Rio de Janeiro, a ser implantado e explorado pela LLX, empresa do Grupo EBX.
PEB	Petrobras Bolivia S.A.
Pedido de Reserva	Solicitação de reserva por meio de formulário específico pelos Investidores da Oferta de Dispersão, destinado à subscrição de Ações.
Período de Reserva	Período entre o dia 5 de dezembro de 2007 e 10 de dezembro de 2007. Inclusive o qual poderá ser prorrogado a critério dos Coordenadores da Oferta, após consulta à Companhia, para a realização dos respectivos Pedidos de Reserva.
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.
Prazo de Distribuição	Prazo que se inicia na data de publicação do Anúncio de Início e se inicia na data de publicação do Anúncio de Encerramento.
PIB	Produto Interno Bruto do Brasil.
PIS	Programa de Integração Social.
Práticas Contábeis Adotadas no Brasil	Princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, legislação específica emanada pela ANEEL e normas da CVM.

Preço por Ação	Preço de emissão por Ação, a ser fixado após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, conduzido junto a Investidores Qualificados pelos Coordenadores da Oferta, em conformidade com os artigos 23 e 44 da Instrução CVM 400, tendo como parâmetro as indicações de interesse, em função da qualidade da demanda (por volume e preço), coletadas junto aos Investidores Qualificados.
Procedimento de *Bookbuilding*	Procedimento a ser conduzido pelo Coordenador Líder e demais Coordenadores da Oferta para coleta de intenções de investimento de Investidores Qualificados interessados em adquirir Ações.
Prospecto ou Prospecto Preliminar	Este Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária das Ações Ordinárias de Emissão da MPX.
Prospecto Definitivo	O Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária das Ações Ordinárias de Emissão da MPX.
Ramp-up	Período entre a data de início de operações e a data em que o empreendimento atinge sua capacidade nominal plena.
Regra 144A	*Rule 144A* do *Securities Act*.
Regulamento S	*Regulation S* do *Securities Act*.
Regulamento do Novo Mercado	Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BOVESPA.
Resolução CMN 2.689	Resolução do CMN nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000.
Santander	Banco Santander S.A.
SEC	*Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América.
Securities Act	*Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos, conforme alterado.
Tata Steel	Tata Iron and Steel Co Ltd (TISCO).
Taxa DI	Taxas médias dos depósitos interfinanceiros DI de um dia, *over* extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP no informativo diário disponível em sua página na internet e no jornal Gazeta Mercantil, edição nacional, ou na falta deste, em um outro jornal de grande circulação.
Taxa Libor	*London Interbank Offered Rate* (taxa interbancária do mercado de Londres).
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo, divulgada pelo CMN.
TR	Taxa Referencial, divulgada pelo Banco Central.
Unibanco	Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
US GAAP	Práticas contábeis geralmente aceitas nos Estados Unidos da América.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

Auto Produtor	Consumidor de energia elétrica que detenha concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para consumo próprio, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.
Mercado Livre ou ACL	Ambiente de contratação em que são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços livremente negociados entre Geradoras, Consumidores Livres e Comercializadoras.
Mercado Regulado ou ACR	Ambiente de contratação em que são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços obtidos por meio de leilões públicos para atendimento ao mercado de Consumidores Cativos das Distribuidoras.
Biomassa	Fontes orgânicas que são usadas para produzir energia a ser convertida em eletricidade, combustível ou calor. Essa energia resulta do processo de fotossíntese realizado pelas plantas, que capturam energia do sol e a transformam em energia química. São exemplos de biomassa utilizada na geração de eletricidade: bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.
BTU	Unidade Térmica Britânica.
Capacidade Instalada	Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma Unidade Geradora, por uma usina hidroelétrica ou por um parque gerador, em particular em bases de carga total contínua, nos termos e condições específicas, conforme designado pelo produtor.
Carvão Mineral	Combustível fóssil natural extraído da terra por processos de mineração. É um mineral de cor preta ou marrom prontamente combustível. É composto primeiramente por átomos de carbono e magnésio sob a forma de betumes. Dos diversos combustíveis produzidos e conservados pela natureza sob a forma fossilizada, acredita-se ser o carvão mineral o mais abundante.
Carvão Vegetal	Substância obtida por meio da carbonização da madeira, lenha ou resíduo florestal.
CCC	Conta Consumo de Combustíveis Fósseis, que tem por objetivo possibilitar a cobertura de percentuais pré-estabelecidos do custo do combustível utilizado pelas usinas termelétricas por meio de contribuições mensais realizadas por todos os agentes do setor elétrico que comercializam energia elétrica com consumidores finais, quais sejam, Distribuidoras, Geradoras ou Comercializadoras.
CCEAR	Contratos de Energia Elétrica no ACR.

CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada pela ANEEL, cuja principal função é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, sendo responsável por registrar os Contratos de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Regulado, os contratos resultantes de ajustes de mercado, e o volume de energia contratado no Ambiente de Contratação Livre, bem como pela contabilização e liquidação das transações de curto prazo no âmbito do SIN e das diferenças referentes aos Contratos Bilaterais registrados.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica que utilizam carvão mineral nacional. Foi criada para apoiar o desenvolvimento da produção de energia em todo o País, a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia e a universalização dos serviços de energia em todo o País.
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, responsável por acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e com a seguinte composição: 4 representantes do MME e os representantes titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética, órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia no país, sendo composto por diversos Ministros de Estado.
Comercializadoras	Empresas autorizadas pela ANEEL a atuar como agente comercializador de energia elétrica no âmbito da CCEE.
Concentração	Processo industrial baseado em tratamentos físicos, químicos ou biológicos para o aumento do teor do elemento do interesse do mineral desejado.
Consumidor Cativo	Consumidores que não podem negociar livremente a aquisição de energia elétrica e que são atendidos pelas respectivas Distribuidoras locais, às quais estão diretamente conectados.
Consumidores Industriais	Indústrias atendidas por fornecedores de energia elétrica na qualidade de Consumidor Livre.
Consumidores Livres	Consumidores que podem negociar a aquisição de energia elétrica livremente com quaisquer fornecedores de energia que atuam no mercado, por meio da celebração de contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre.

Contratos Bilaterais	Contratos de compra e venda de energia livremente negociados entre Geradoras e Distribuidoras a partir de 2003, quando as entregas de energia contratadas por meio de Contratos Iniciais começaram a ser reduzidas em 25% ao ano, de acordo com a Lei do Setor Elétrico.
Contratos de Concessão	Contratos de concessão de uso de bem público para geração de energia elétrica, celebrados entre a MPX ou, conforme o caso, uma de suas Controladas e o Poder Concedente.
Contratos Iniciais	Contratos de fornecimento de energia elétrica com preços e quantidades aprovados pela ANEEL, celebrados entre as Geradoras e as Distribuidoras, nos termos da Lei do Setor Elétrico.
Distribuidoras	Concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que atuam no mercado brasileiro de energia elétrica.
Energia Assegurada	A energia assegurada é a garantia física da usina hidrelétrica, ou seja, constitui seu limite de contratação. Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica a fração a ela alocada da energia assegurada global do sistema. Esta alocação da energia assegurada e suas revisões são definidas pelo MME, com base em metodologia aplicada pelo ONS/MME, conforme disposto nos Decretos 5.163/04 e 2.655/1998. Para fins deste Prospecto, o termo Energia Assegurada está sendo utilizado em relação à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização, tanto pelas usinas térmicas quanto pelas usinas hidroelétricas e equivale, portanto, ao conceito de Garantia Física.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, braço operacional do MME nas atividades de planejamento da expansão.
Garantia Física	A garantia física de um empreendimento de geração, definida pelo MME e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização por meio de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163/04. Para maiores informações, ver a definição de "Energia Assegurada" nesta seção do Prospecto na página 13.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, criada pelo Governo Federal para administrar a crise de energia elétrica surgida no ano de 2001.
Geradoras	Companhias concessionárias ou autorizadas a utilizar bem público para geração de energia ou prestar serviços públicos de geração de energia elétrica.
Gigawatt (GW)	Unidade equivalente a um bilhão de watts.

Gigawatt hora (GWh)	Unidade equivalente a um gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de watts-hora.
Kilovolt (kV)	Unidade equivalente a mil volts.
Kilowatt (kW)	Unidade equivalente a mil watts.
Kilowatt hora (kWh)	Unidade equivalente a um kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou mil watts-hora.
Lastro	O lastro de um agente consiste em: (i) garantia física de usinas próprias e (ii) contratos de compra de energia.
Licença de Instalação ou LI	Licença que autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes.
Licença Prévia ou LP	Licença concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação.
Licença de Operação ou LO	Licença que autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.
Licenças	Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Ambiente organizado, no qual se processaram a compra e venda de energia entre seus participantes, até a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, tanto através de Contratos Bilaterais como no mercado à vista, tendo como limites os sistemas interligados do País.
Matriz Energética	Representação quantitativa da oferta de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um país, por uma região, ou por uma empresa.
Megawatt (MW)	Unidade equivalente a um milhão de watts.
Megawatt hora (MWh)	Unidade equivalente a um megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de watts-hora.
MME	Ministério de Minas e Energia, responsável pelo planejamento e pelo fornecimento de concessões/autorizações para o exercício de atividades em todos os segmentos do setor.

MRE	Mecanismo de Realocação de Energia, destinado a distribuir o risco hidrológico entre as Geradoras, na medida em que cada Geradora tem assegurado o pagamento pelo montante de sua Energia Assegurada e contratada enquanto os membros do MRE em conjunto forem capazes de satisfazer os níveis de Energia Assegurada do MRE.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, criado em 1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, controle e administração das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional. É composto por Consumidores Livres, Geradoras, Distribuidoras, Comercializadoras e Transmissoras.
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas. Usinas com Capacidade Instalada entre 1 MW e 30 MW que atendam aos requisitos propostos na Resolução ANEEL n.º 652, de 9 de dezembro de 2003.
Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE	Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio de pessoas jurídicas que recebem autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia elétrica produzida, por sua conta e risco.
Programa de Racionamento	Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia, instituído pelo GCE em 2001, que durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores.
Recurso	Recurso Mineral é uma concentração ou ocorrência natural, inorgânica ou material orgânico fossilizado sob ou sobre a superfície terrestre na qual o formato e quantidade, grau ou qualidade que tem razoável perspectiva econômica para extração. A localização, quantidade, grau, características geológicas e continuidade do Recurso são conhecidos, estimados ou interpretados de evidências geológicas específicas e conhecidas.
Rede Básica	Conjunto de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou instalações em tensão inferior definidas pela ANEEL.
RGR	Reserva Global de Reversão, instituída pela Lei n.º 5.655, de 20 de maio de 1971, com a finalidade de prover fundos para o pagamento de eventuais indenizações às empresas do setor elétrico brasileiro em determinados casos de revogação ou encampação das respectivas concessões. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição.

SIN ou Sistema Interligado Nacional	Sistema composto pela Rede Básica e demais instalações de transmissão que interliga as unidades de geração e distribuição nos sistemas Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil.
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, cuja finalidade é prover recursos para o funcionamento da ANEEL.
Tonelada	Tonelada métrica, equivalente a 1.000 quilogramas.
Transmissoras	Concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica que atuam no mercado brasileiro de energia elétrica.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, devida pelos usuários (Geradoras e Consumidores Livres) às Distribuidoras pelo uso de sua rede de distribuição (tensão inferior à 230kv).
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, devida pelos usuários (Geradoras e Consumidores Livres) às Transmissoras pelo uso de sua rede de transmissão (tensão acima de 230Kv).
TWh	Tera Watt hora, unidade equivalente a 1.000.000.000.000 de Watts hora.
UHE	Usina Hidrelétrica, unidade de geração que transforma energia potencial em energia elétrica a partir da força da água.
Unidade Geradora	O gerador elétrico e a turbina ou outro dispositivo que o impulsiona, quando referidos em conjunto.
UTE	Usina termelétrica, unidade de geração que transforma energia potencial em energia elétrica a partir da queima de um determinado combustível, que pode ser carvão, óleo diesel, gás, biomassa ou outros.
Valor Anual de Referência	A média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica de novos empreendimentos nos leilões da ANEEL para o Ambiente de Contratação Regulada com 5 e 3 anos de antecedência, calculado para o conjunto de todas as Distribuidoras do País.
Volt	Unidade básica de tensão de energia elétrica.
Watt	Unidade básica de potência de energia elétrica.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

Este sumário contém um resumo das atividades da Companhia, de suas informações financeiras e operacionais. O presente sumário não contém todas as informações que o investidor deve considerar antes de investir nas Ações. O investidor deve ler este Prospecto Preliminar como um todo, incluindo as informações contidas nas seções "Resumo do Estudo de Viabilidade", "Fatores de Risco" e "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional", assim como nas demonstrações financeiras anexas a este Prospecto e respectivas notas explicativas, antes de tomar uma decisão de investimento.

VISÃO GERAL

Acreditamos que a nossa Companhia possui o maior projeto de geração de energia do Brasil, compreendendo operações integradas de geração de energia elétrica no Brasil e na América Latina, onde inicialmente desenvolvemos um projeto no Chile. Adicionalmente, de modo a integrar nossas operações, temos projetos de mineração de carvão. Nosso objetivo é alcançar uma posição de destaque no mercado brasileiro, aproveitar oportunidades estratégicas na América Latina e capitalizar oportunidades de comercialização de energia. Nosso projeto está em fase de desenvolvimento e é fundamentado em seis pilares:

- Base de geração diversificada com predominância térmica;
- Integração vertical na cadeia de geração de energia;
- Localização estratégica dos projetos, escalabilidade e diversificação multi-regional;
- Estratégia de comercialização diferenciada;
- Administração com vasta experiência; e
- Capitalização das sinergias das empresas do Grupo EBX.

Estamos desenvolvendo nove projetos de geração de energia, a maioria com sites já identificados e parte deles com sua energia negociada, como por exemplo, a UTE MPX (Pecém) e a UTE Termomaranhão que, em 16 de outubro de 2007, venderam a quase totalidade de sua capacidade de geração de energia da primeira fase no leilão realizado pela CCEE, através de contratos com duração de 15 anos, garantindo assim um fluxo de caixa estável para esses empreendimentos.

Nossos projetos compreendem primordialmente plantas termelétricas a carvão, uma usina hidrelétrica e uma PCH. Caso seja atingida a plena capacidade de nossos projetos, estimamos que eles poderão gerar aproximadamente 9.647 MW, com grande representatividade no mercado brasileiro, se considerarmos que, em 31 de dezembro de 2006, o Brasil possuía 105.000 MW instalados no seu parque gerador do Sistema Interligado. Já possuímos licenças ambientais para 5 projetos, estes com capacidade instalada de 1.5 GW, bem como áreas com potencial para geração de 8.6 GW, incluindo as duas fases.

Em linha com nossa estratégia de verticalização, possuímos uma mina de carvão no Sul do País e estamos negociando opções de compra de participação em minas de carvão no exterior e a contratação de fornecimento de carvão mineral importado com parceiros estratégicos internacionais.

Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% da participação que a AMCI detém correspondente a 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe, objeto da Licença de Prospecção e Pesquisa, emitida em 07 de junho de 2004, pelo Ministério de Recursos Minerais e Energia da República de Moçambique.

Ainda, segundo o contrato com a AMCI, nos foi outorgado um direito de preferência para adquirir parte ou totalidade da produção de carvão mineral para geração térmica extraído desta mina. A AMCI estima que a mina terá capacidade de produção de 3 milhões de toneladas de carvão por ano, durante a primeira fase do projeto, e que sua expansão dependerá da duplicação da infra-estrutura logística da região, que atualmente está em fase de construção por grupos estrangeiros. O contrato com a AMCI contempla a possibilidade de a MPX adquirir sua participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações a serem emitidas pela MPX, cuja relação de troca ainda não foi definida e tampouco o critério de avaliação das ações, dentre outras formas de pagamento, o que não implicaria em uma utilização dos recursos decorrentes da Oferta. Para maiores detalhes sobre a possibilidade de permuta de ações para a aquisição de participação na Mina de Moçambique, ver seção "Diluição" na página 92 deste Prospecto.

O Projeto Reveuboe está localizado adjacente à Mina de Moatize, controlada pela CVRD, da qual a AMCI também detém participação minoritária, e está em fase de realização de estudo de viabilidade. A AMCI já realizou estudo de escopo/pré-viabilidade do Projeto Reveuboe, e a conclusão da viabilidade da mina depende da realização de maiores estudos de pesquisa geológica, da definição dos investimentos em capital e custos operacionais e da conclusão dos contratos de logística da mina. O nosso direito de primeira oferta se estende a até 90 dias após a conclusão do estudo de viabilidade definitivo do Projeto Reveuboe, a ser elaborado sob a supervisão da AMCI.

Nosso principal projeto é a UTE Porto do Açu, que será uma usina termelétrica a base de carvão, a ser instalada no Estado do Rio de Janeiro, com capacidade de geração projetada de 1.400MW, na primeira fase com previsão para 2012, e 4.000MW, na segunda fase com previsão de início para 2015, representando, aproximadamente, 55% da nossa capacidade de geração projetada. Durante a primeira fase do projeto, toda a energia gerada será destinada exclusivamente ao Mercado Livre, utilizando o conceito de "autoprodução compartilhada", o que permitirá que consumidores livres se classifiquem como auto-produtores, possibilitando otimizações fiscais e comerciais para o empreendimento. Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 342 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto. O carvão mineral a ser utilizado na UTE Porto do Açu será fornecido por mina própria, permitindo que a Companhia gerencie plenamente seus custos e ofereça aos seus parceiros contratos de longo prazo.

A tabela abaixo apresenta as principais características dos nossos projetos:

Projetos em desenvolvimento	Capacidade estimada de geração (MW) (Fase I/II)	Fonte	Início da Construção	Início das Operações (Fase I/II)	Acionistas(%)	Etapa do Licenciamento Ambiental	Investimento Total (US$) (Fase I/Fase II)	Custo de Instalação (US$/MW)
UTE MPX (Pecém) (Ceará)	720/360	Carvão	2008	2011/2013	50% MPX[2] 50% EDP	LI[3]	1,22 bilhões/ 733 milhões	1.695/2.035
UTE Termomaranhão (Maranhão)	360/360	Carvão	2008	2011/2013	100% MPX	LP[4]	698 milhões/ 733 milhões	1.938/2.035
UTE Porto do Açú (Rio de Janeiro)	1.400[1]/4.000	Carvão	2009	2012[1]/2015 a 2018	70% MPX 30% Centennial Asset	Em andamento	2,7 bilhões/ 8,2 bilhões	1.949/2.048
UTE Castilla (III Región de Atacama – Chile)	1.400	Carvão	2009	2012/2013	70% MPX 30% Ardpoint	Em andamento	2,7 bilhões	1.946
UTE Serra do Navio (Amapá)	23	Diesel	Julho/2007	Dez./2007	51% MPX 49% Eletronorte	LI	29,6 milhões	1.273
PCH Capivara (Amapá)	30	Hidro	2008	2011	51% MPX 49% Eletronorte	Em andamento	60 milhões[6]	2.000
UHE Baixo Iguaçú (Paraná)	350	Hidro	2008	2013	70% MPX 30% Desenvix	Em andamento	525 milhões	1.500
UTE Termopantanal Brasil (Mato Grosso do Sul)	44	Gás Natural	2008	2011	66,7% MPX 33,3% CRE	LP	43 milhões	978
UTE Seival II (Rio Grande do Sul)	600	Carvão	2009	2014	100% MPX	Em andamento	1,4 bilhão	2.321
Mina de Seival (Rio Grande do Sul)			Em desenvolvimento	2011	70% MPX 30% CCP	LO[5]	101 milhões[6]	Não aplicável
CAPACIDADE TOTAL(MW)	**9.647**							

(1) 700MW em 2012 e 700MW em 2013.
(2) Segunda fase da UTE MPX será desenvolvida exclusivamente pela Companhia.
(3) Licença de Instalação para a fase 1.
(4) Licenção Prévia para a fase 1.
(5) Licença de Operação para a fase 1.
(6) Expectativa da Companhia.

Além dos projetos listados acima, detemos uma Licença de Instalação para a implementação de uma usina termelétrica com base em óleo combustível que, por solicitação do Governo do Estado do Ceará, estamos transferindo para o Muncípio de Sobral. O processo para a nova licença de instalação já foi iniciado. Para maiores detalhes sobre o projeto da UTE Sobral, ver a Seção "Atividades da Companhia" na página 169 deste Prospecto.

OS SEIS PILARES

Base de geração diversificada com predominância térmica. Acreditamos que o cenário de desequilíbrio entre oferta e demanda de energia assegurada esperado por agentes do mercado elétrico, aliado às dificuldades atuais para a expansão, em maior escala, de usinas hiderelétricas, oferecerá oportunidades únicas para um participante do mercado que tenha uma base de geração térmica consistente e integrada. Essas oportunidades são também capitalizadas pelas vantagens competitivas das nossas termoelétricas a carvão, considerando a abundância dessa fonte em áreas geo-políticas de baixo risco e a baixa volatilidade do preço do carvão mineral. Ademais, a geração de energia através de termelétricas não está sujeita a riscos hidrológicos. Para maiores informações, ver a definição de "Energia Assegura" na página 13 deste Prospecto.

Integração vertical na cadeia de geração de energia. Nossos principais projetos térmicos são à base de carvão mineral, que contará com fontes próprias e/ou dedicadas no Brasil e no exterior. Os riscos mais significativos na operação de minas próprias de carvão mineral são: (i) risco de operação e geologia, que consiste no desconhecimento das características das reservas carboníferas; (ii) risco de frete, decorrente da oferta e demanda de embarcações para efetuar o transporte do carvão; e (iii) risco geopolítico, decorrente de instabilidades sociais e políticas nos países em que estão situadas as minas. Para mitigar esses riscos, estamos trabalhando com parceiros com expertise e conhecimento dos mercados de mineração e comercialização de carvão no Brasil e no exterior. Adicionalmente, estamos também buscando adquirir participação em minas de carvão nos principais mercados exportadores, tais como: Austrália, Colômbia, Indonésia e África do Sul. Apesar de Moçambique não ser um mercado tradicional de exportação, o país apresenta relativamente baixo risco geopolítico e as reservas atualmente identificadas na região de Moatize indicam um custo de produção bastante competitivo, confirmado pelo interesse de grandes participantes do mercado de carvão, tais como a CVRD e a Tata Steel, entre outros. Com relação ao risco de frete, buscaremos aproveitar o frete de retorno do minério de ferro da MMX, garantindo uma racionalização de custos, conforme detalhado no item "Projetos" – "UTE Porto do Açu" na página 22 desta Seção do Prospecto. A integração alcançada com a operação das usinas e a comercialização de energia de forma eficiente completa nosso ciclo de verticalização, garantindo significativa solidez de oferta e demanda.

Localização estratégica, escalabilidade e diversificação multi-regional das operações. Nossos projetos estão estrategicamente localizados próximos de áreas portuárias, zonas industriais, centros logísticos e fontes de combustível, próximos a minas, portos e sistemas de transmissão com capacidade adequada de escoamento de energia. Além disso, temos projetos em todos os submercados brasileiros, o que permite a geração em uma região para consumo em outra, aumentando ainda mais nossa vantagem competitiva sobre outras alternativas existentes no mercado.

Comercialização. Comercializaremos a energia gerada com base em uma estratégia de maximização de retornos através da eficiente combinação entre alocação no (i) Mercado Regulado, por meio de leilões de energia, garantindo um fluxo estável de receita por períodos superiores a 15 anos; (ii) Mercado Livre, seja por meio de contratos tradicionais de compra de energia (PPA) ou da modalidade auto-produção compartilhada. Acreditamos que tal combinação potencializará o aproveitamento de oportunidades advindas da oscilação de preços, em razão de potenciais cenários de escassez de energia, ao mesmo tempo em que nos protege de uma exposição excessiva às condições de mercado. Adicionalmente, a modalidade de autoprodução compartilhada possibilitará o adiantamento de receitas de venda de energia para o financiamento de nossos projetos, bem como inúmeros outros benefícios econômicos (por exemplo, isenção de encargos setoriais). Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 342 do Estudo de Viabilidade anexos a este Prospecto. Analisaremos continuamente a evolução do mercado de energia e as oportunidades e previsões de preço em cada ambiente de contratação, estabelecendo estratégias de compra e venda de energia da forma mais segura e mais rentável, através de contratos de médio e longo prazo. Para maiores informações sobre as regras de comercialização de energia elétrica, ver Seção "Visão Geral do Setor" na página 129 deste Prospecto.

Administração com vasta experiência. A nossa equipe possui longa experiência nas indústrias de energia, mineração e atividades correspondentes, inclusive experiência em companhias líderes no setor, tendo nossos principais diretores, em média, 25 anos de experiência no setor de energia. Nosso acionista e nossos administradores possuem grande capacidade de execução de projetos, conforme demonstrado na MMX, companhia de mineração do Grupo EBX, com atuação no beneficiamento, produção e logística de minério de ferro e de insumos para siderurgia.

Sinergias das Empresas do Grupo EBX. Temos como critérios para a instalação de nossos projetos, o melhor aproveitamento das sinergias com os projetos de outras operações do Grupo EBX. Por exemplo, as operações da MMX, cujo sistema MMX Minas-Rio produzirá minério de ferro para exportação através do Porto do Açu, contará com a logística fornecida pela LLX. Nosso projeto prevê a instalação, nesse mesmo site, da UTE Porto do Açu que fornecerá energia elétrica para a MMX e LLX e contará com a infraestrutura desta última empresa do Grupo EBX para a importação do carvão mineral a ser usado em suas operações.

PROJETOS

UTE MPX (Pecém)

A UTE MPX (Pecém) será uma usina termelétrica a carvão pulverizado a ser instalada no Porto de Pecém, Estado do Ceará, com capacidade de geração de 720 MW, na primeira fase, e 360 MW na segunda fase. A planta deverá iniciar a sua operação em meados de 2011 e tem a obrigação de estar disponível para gerar energia elétrica para o Mercado Regulado em primeiro de janeiro de 2012.

O investimento estimado é de aproximadamente US$1,2 bilhões, para a primeira fase, e de US$733 milhões para a segunda fase. A primeira fase está sendo desenvolvida em parceria 50/50 com a EDP e já possui licença de instalação. Estimamos que o processo de licenciamento ambiental para a segunda fase deva ser iniciado em janeiro de 2008.

Em 16 de outubro de 2007, a UTE MPX (Pecém) vendeu a quase totalidade de sua capacidade de geração de energia da primeira fase no leilão A-5 realizado pela CCEE, para contratos de fornecimento com duração de 15 anos, o que esperamos que gere um fluxo de caixa estável para o empreendimento.

Esses contratos são feitos somente para geradores termelétricos no Mercado Regulado. Neste tipo de contrato, o gerador recebe uma receita fixa anual exatamente igual ao montante total correspondente ao seu "lance vencedor" no leilão de energia nova. Este tipo de contrato é totalmente padronizado, e chama-se CCEAR (Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado), é estabelecido pela ANEEL/CCEE, e não há nenhuma margem para negociação, por tratar-se de contrato de adesão que faz parte do edital do leilão.

O CCEAR inclui ainda penalidades por atraso na entrada em operação e por disponibilidade verificada menor que a declarada para o cálculo da garantia física (limite de comercialização) da usina. Deve-se destacar que penalidades por atraso na entrada em operação podem ser evitadas adquirindo energia no mercado para cobrir o atraso. As penalidades por disponibilidade verificada menor que a declarada pode ser evitada comprando energia no mercado, mas esta energia deve ser oriunda de projeto cuja data de outorga inicial seja igual ou posterior à da usina.

UTE Termomaranhão

A UTE Termomaranhão será uma usina termelétrica a carvão pulverizado a ser instalada nas proximidades do Porto de Itaqui, Estado do Maranhão, com capacidade estimada de geração de 360 MW, na primeira fase, e 360 MW, na segunda fase.

O investimento previsto é de US$698 milhões, para a primeira fase, e de US$733 milhões para a segunda fase.

Essa unidade já tem licença prévia para a primeira fase. O processo para obtenção da licença de instalação já iniciou e a previsão para sua emissão é o primeiro trimestre de 2008. A planta deverá iniciar a sua operação no segundo trimestre de 2011 e tem a obrigação de estar disponível para gerar energia elétrica para o Mercado Regulado em primeiro de janeiro de 2012. Acreditamos que o processo de licenciamento ambiental para a segunda fase seja iniciado em janeiro de 2008.

Em 16 de outubro de 2007, a UTE Termomaranhão vendeu a quase totalidade de sua capacidade de geração de energia da primeira fase no leilão A-5 realizado pela CCEE, para contratos de fornecimento com duração de 15 anos, o que esperamos que gere um fluxo de caixa estável para o empreendimento.

Esses contratos são feitos somente para geradores termelétricos no Mercado Regulado. Neste tipo de contrato, o gerador recebe uma receita fixa anual exatamente igual ao montante total correspondente ao seu "lance vencedor" no leilão de energia nova. Este tipo de contrato é totalmente padronizado, e chama-se CCEAR (Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado), é estabelecido pela ANEEL/CCEE, e não há nenhuma margem para negociação, por tratar-se de contrato de adesão que faz parte do edital do leilão.

O CCEAR inclui ainda penalidades por atraso na entrada em operação e por disponibilidade verificada menor que a declarada para o cálculo da garantia física (limite de comercialização) da usina. As penalidades por atraso na entrada em operação podem ser evitadas adquirindo energia no mercado para cobrir o atraso. As penalidades por disponibilidade verificada menor que a declarada pode ser evitada comprando energia no mercado, mas esta energia deve ser oriunda de projeto cuja data de outorga inicial seja igual ou posterior à da usina.

UTE Porto do Açu

A UTE Porto de Açu será uma usina termelétrica a base de carvão pulverizado, a ser instalada no Município de São João da Barra, no Estado do Rio de Janeiro, com capacidade de geração de 1.400 MW na primeira fase (700 MW em 2012, e mais 700 MW em 2013); e 4.000 MW adicionais na segunda fase (em 2015 a 2018), totalizando 5.400 MW.

O investimento estimado para a primeira fase é de US$2,73 bilhões e para a segunda fase é de US$8,19 bilhões.

O projeto será desenvolvido pela nossa controlada UTE Porto do Açu S.A., da qual detemos 70% do capital social. Em 26 de novembro de 2007, transferimos para a a Centennial Asset, empresa do Grupo EBX, ações representando 30% do capital social da UTE Porto do Açu S.A., que, por sua vez, assumiu o mandato de buscar sócios estratégicos que se comprometam a adquirir sua participação no empreendimento e que tenham capacidade financeira para o levantamento de recursos junto a instituições financeiras, para oferecer garantias e para acompanhar os aumentos de capital da controlada.

O processo de licenciamento ambiental deste projeto está em andamento e pretendemos apresentar o requerimento para a obtenção da Licença Prévia (LP) em dezembro de 2007.

Estamos negociando memorandos de entendimentos com empresas do Grupo EBX e de outros grupos para a venda de parte substancial da capacidade instalada da primeira fase. Pretendemos contratar o saldo restante da energia gerada pela planta na primeira fase a partir de 2008, quando esperamos obter melhores condições de mercado para negociar a energia disponível, tendo em vista a progressiva redução de disponibilidade de energia assegurada no mercado de energia elétrica.

A UTE Porto do Açu apresenta sinergias naturais com outras empresas do Grupo EBX, em particular a MMX e a LLX:

Com a MMX, a primeira sinergia é a venda de energia para os projetos dessa, minas e minerodutos, garantindo a alocação de parte significativa da energia da primeira fase da UTE Porto do Açu. Além disso, a segunda fase da UTE pode vir a garantir a energia necessária para as expansões da MMX no futuro. Outra sinergia importante será a possibilidade de utilização na UTE Porto do Açu da água efluente do processo de separação do minério de ferro vindo dos minerodutos da MMX, reduzindo em, aproximadamente, 50% os requisitos de captação de água local para a usina e simplificando o processo de obtenção da outorga de água. Para maiores informações a respeito desses contratos, veja o item "Contratos com Partes Relacionadas - UTE Porto do Açu" na página 225 deste Prospecto.

Com a LLX, a primeira sinergia também é a garantia de venda de parte adicional da energia da primeira fase da UTE Porto do Açu, o que garantirá o suprimento de energia dos consumidores industriais que irão se instalar no Porto do Açu, afiançando a viabilidade do projeto da LLX. Outra sinergia natural é a possibilidade da MPX explorar o frete retorno (frete *inbound*) da exportação de minério pelo Porto do Açu, permitindo um custo de frete menor na importação de carvão para a usina. Isto, naturalmente, se reflete em um preço de energia mais competitivo para os cotistas de autoprodução compartilhada da UTE Porto do Açu, inclusive a MMX e a LLX. Para maiores informações a respeito desses contratos, veja o item "Contratos com Partes Relacionadas - UTE Porto do Açu" na página 225 deste Prospecto.

UTE Castilla

A UTE Castilla será uma usina termelétrica a base de carvão pulverizado, a ser instalada nas proximidades da cidade de Copiapó, na III Região do Chile. A usina terá capacidade estimada de geração de 700 MW na primeira fase do projeto, com operação comercial prevista para 2012; e de 700 MW adicionais na segunda fase, com operação comercial prevista para 2013; totalizando 1.400 MW. O investimento estimado é de US$2,7 bilhões.

O processo de elaboração de estudos de impacto ambiental está em fase inicial, sendo que até a data deste Prospecto não havia sido requerida a emissão de qualquer licença ambiental aplicável.

O projeto será desenvolvido pela nossa controlada MPX Energia de Chile Limitada, da qual, em 03 de outubro de 2007, adquirimos participação de 70% do capital social, então detido pela Ardpoint, empresa do Grupo EBX que atualmente detém os 30% restantes. A Ardpoint, empresa controlada pela Centennial Asset, assumiu o mandato de buscar parceiros estratégicos que se comprometam a adquirir sua participação no empreendimento e que tenham capacidade financeira para o levantamento de recursos junto a instituições financeiras, para oferecer garantias e para acompanhar os aumentos de capital do empreendimento.

A energia gerada pela UTE Castilla deverá ser destinada a atender a demanda de mineradoras instaladas ao redor da planta, com uma potencial demanda de 1.600 MW. Atualmente, estamos negociando memorandos de entendimentos para a compra da energia elétrica gerada pela planta.

UTE Serra do Navio

A UTE Serra do Navio será uma planta de geração de energia elétrica a diesel, localizada no Município de Serra do Navio, Estado do Amapá, com capacidade estimada de geração de 23,3 MW. Acreditamos que a planta comece a operar a partir de dezembro de 2007. O investimento previsto é de US$29,6 milhões, dos quais já foram investidos US$14,5 milhões.

Desenvolvida por meio de uma *joint venture* com a Eletronorte, da qual teremos uma participação de 50%, a UTE Serra do Navio encontra-se em construção, já tendo sido emitida sua Licença de Instalação.

A energia elétrica gerada por este projeto será destinada para a distribuidora de energia local.

UTE Seival II e Mina de Seival

A UTE Seival II será uma usina termelétrica a base de carvão, a ser instalada no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, com capacidade estimada de geração de 600 MW. O investimento estimado é de aproximadamente US$1,39 bilhão.

Até a data deste Prospecto, o processo de licenciamento ambiental não havia sido iniciado. Também não foram assinados memorandos de entendimentos ou contratos para a compra e venda da energia gerada pela UTE Seival II.

Em caráter de complementaridade às nossas atividades de geração de energia elétrica, pretendemos operar uma mina de carvão localizada no mesmo *site* da UTE Seival II, denominada Mina de Seival, a qual será a fornecedora de carvão da UTE Seival II e outras geradoras instaladas na região.

A Mina de Seival, desenvolvida em parceria com a COPELMI (que detém 30% do capital social), encontra-se com todas as licenças ambientais emitidas. Estimamos que o investimento para a mina de seival seja de US$101 milhões.

Outros Projetos

A PCH Capivara será uma pequena central hidrelétrica a ser instalada na Serra do Navio, no Estado do Amapá, com capacidade instalada de 30 MW. O projeto será desenvolvido pela Amapari Energia S.A., constituída em 12 de abril de 2007 como uma *joint venture* entre a Eletronorte, que detém 49% do capital social, e nossa Companhia, que terá participação de 51% no capital social.

A UHE Baixo Iguaçu é uma usina hidrelétrica a ser instalada no Rio Iguaçu, Estado do Paraná, com capacidade estimada de geração de 350 MW, a ser desenvolvida em parceria com a Engevix S.A. (que detém 30%). Ainda não obtivemos concessão para construir essa usina. Acreditamos que a planta comece a operar a partir de 2013. O investimento previsto é de US$525 milhões.

A UTE Termopantanal Brasil será uma usina termelétrica a gás natural suprido diretamente da Bolívia, a ser instalada no Município de Corumbá, Estado do Mato Grosso do Sul, com capacidade estimada de geração de 44 MW, a ser desenvolvida em parceria com a CRE, empresa de energia boliviana (que detém 33,3%). O investimento estimado é de US$43 milhões.

Para informações mais detalhadas dos nossos projetos, ver as seções "Resumo do Estudo de Viabilidade" e "Atividades da Companhia" nas páginas 122 e 169, respectivamente, deste Prospecto.

Nossos Objetivos

Atualmente nossos projetos de geração são baseados aproximadamente 96% em fontes térmicas e 4% em fontes hídricas, considerando-se a execução de todos os nossos projetos. Nosso objetivo, de acordo com nosso plano de negócios, é desenvolver a gradual alteração dessa proporção para a geração baseada 75% em fontes térmicas e 25% em fontes hídricas e/ou fontes alternativas de energia, ao longo de um período aproximado de dez anos.

Considerações Sobre Nosso Principal Mercado de Atuação

Dados da EPE e do IBGE indicam que o crescimento da demanda por energia elétrica tem suplantado e tende a continuar suplantando o crescimento do PIB nos próximos anos.

Nossas análises do setor apontam a necessidade de uma modificação da matriz energética brasileira, hoje predominantemente hidrelétrica. Em nosso entendimento, a atual estrutura envolve (i) uma grande concentração de riscos decorrentes de fatores hidrológicos, climáticos e hidrológicos; (ii) sujeição à rigidez locacional dos projetos tendo em vista que o potencial hidrelétrico existente está situado, em grande parte, na bacia amazônica, ou seja, fora dos grandes centros consumidores; (iii) questões ambientais sensíveis ligadas à exploração do potencial hidrelétrico da bacia amazônica; e (iv) sujeição aos longos prazos de execução de projetos hidrelétricos.

Adicionalmente, estimamos que a regulação do setor elétrico proporcionará o amadurecimento e o fortalecimento do ACL nos próximos anos, permitindo crescentes oportunidades de arbitragem entre os preços de energia elétrica de longo prazo e os preços *spot*.

De acordo com a teoria de regulação, a regulação deve ser um ponto fundamental de proteção ao consumidor cativo (consumidor do mercado regulado), devendo também produzir sinais econômicos positivos para incentivar novos investimentos. Isto é particularmente importante no segmento de geração de energia elétrica, por ser este o segmento mais competitivo do setor. No mercado regulado, a regulação atual ainda se encontra em um estágio mais voltado para "regulação por penalidades" do que "regulação por incentivo", tendo em vista, principalmente os problemas ocorridos no setor referentes à falta de gás natural para suprir toda a demanda térmica e não térmica. Acreditamos que o regulador terá que incentivar ao máximo o Mercado Livre (ACL) a investir em nova geração, no sentido de assegurar a expansão da geração e a maximização da segurança energética do sistema. Com efeito, o ACL atualmente representa cerca de 30% do mercado global, e, como as margens (folgas) de energia assegurada vêm se esgotando paulatinamente, o regulador, e o governo dependem profundamente de investimentos no ACL. Exemplos típicos de incentivos que vêm sendo dados pelo regulador são: a introdução da possibilidade de "autoprodução compartilhada", os incentivos para a introdução de fontes alternativas de energia no mercado livre, e a liberdade real dada aos agentes do mercado livre. Atualmente, a única regra firme existente no ACL é a necessidade dos consumidores livres demonstrarem, mensalmente, que seus requisitos de energia são lastreados por contratos com energia assegurada. Portanto, pode-se verificar que à proporção que a regulação evoluir para o mercado regulado, mais consolidação dará ao ACL, tendo em vista a própria complementaridade dos dois mercados.

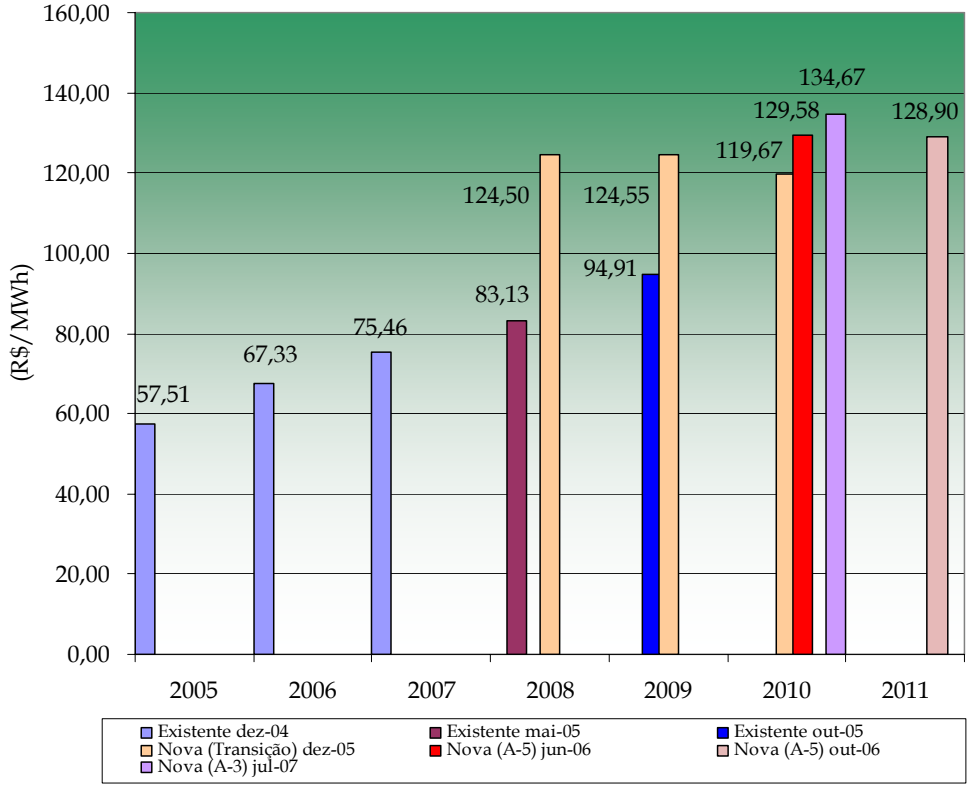
O Mercado Livre no novo modelo setorial apresenta as mesmas características do modelo anterior exceto pela ausência da participação das Distribuidoras. Vale destacar que a primeira transação de energia entre um Produtor Independente e um Consumidor Livre foi efetivada no ano de 2000 e, dessa forma, seria possível se pensar em um breve histórico (menor que 10 anos) de preços para esse mercado. Entretanto, como as transações de compra e venda podem ser definidas bilateralmente, não existe obrigatoriedade de divulgação de suas informações, o que dificulta ainda mais a construção de um histórico. Por outro lado, a modalidade de leilões de compras/vendas de energia também é praticada no Mercado Livre e, em poucos casos, existe o acesso aos resultados.

A tabela abaixo mostra alguns resultados recentes desses leilões:

Empresa	Data	Prazo de Fornecimento	Volume Disponível (MWmédios)	Preço (R$/MWh)
CPFL.....	Agosto/2007	2008-2012	87,0	143,23
CPFL.....	Outubro/2007	2008-2020	12,0	147,00
União Energia	Previsto para nov ou dez/07	2009-2020	16,7	150,00*

* Preço inicial de lance.

Já o Mercado Regulado (ACR) teve seus primeiros leilões realizados em 2005, cujos resultados são mostrados a seguir.



Fonte: ANEEL.

Em relação aos Leilões de Energia Nova, vale ressaltar que os preços de venda divulgados para os empreendimentos térmicos não são os preços que serão praticados quando da vigência dos contratos CCEARs. Isto se deve ao fato de que as usinas térmicas, por serem contratadas por disponibilidade, são submetidas a uma metodologia que produz preços equivalentes de energia, para que usinas térmicas de diferentes tecnologias e hidrelétricas possam concorrer entre si. Esses preços equivalentes, chamados de ICB, são constituídos de três parcelas. Uma delas, a RF (Receita Fixa), é de total responsabilidade e definição de cada empreendedor, uma vez que remunera o capital investido no empreendimento. As outras duas parcelas, o COP (Custo de Operação) e o CEC (Custo Econômico de Curto-Prazo), são calculados pelo Governo a partir de um cenário futuro específico para o Sistema Interligado Nacional, adotado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética). O empreendedor não tem qualquer tipo de interferência na obtenção desses parâmetros.

PONTOS FORTES

Acreditamos possuir os seguintes pontos fortes:

***Sites* únicos, verticalmente integrados, logística eficiente e sinergia**. Cada um de nossos projetos está localizado em *sites* privilegiados, próximos de áreas portuárias, zonas industriais, centros logísticos (inclusive portos e minas sendo desenvolvidos pelo nosso acionista controlador), fontes de combustível de nossas usinas térmicas e/ou de sistemas de transmissão com capacidade de escoamento de energia. Assim, esperamos nos beneficiar de custos de logística relativamente baixos e da proximidade de nossos consumidores industriais. Acreditamos que nossos projetos, uma vez instalados, poderão atrair e atender novos consumidores e crescimento de demanda em suas respectivas regiões. Temos projetos em todos os submercados elétricos brasileiros, o que permite geração em uma região para consumo em outra, se necessário, com comercialização voltada tanto para o ACR quanto para o ACL; além de um projeto em uma região estratégica no Chile. Além disso, alguns de nossos projetos atenderão demandas de grandes operações de mineração e logística, capturando as sinergias decorrentes do transporte de minério para exportação e da importação de carvão. Exemplos dessa característica são nossos projetos da UTE Castilla, no Chile e UTE Porto do Açu, no Rio de Janeiro; e da UTE MPX (Pecém) e UTE Termomaranhão, no Nordeste e no Norte do Brasil, que utilizam o frete de retorno para trazer o combustível a ser utilizado na geração de energia. Adicionalmente, alguns de nossos projetos já prevêem a possibilidade de expansão de forma modular, conforme seja verificado o crescimento da demanda.

Administração experiente e motivada e acionista controlador comprometido. A nossa equipe possui longa experiência na indústria de energia, por exemplo, nossos principais diretores têm em média 25 anos de experiência no setor de energia, tendo trabalhado em companhias líderes no setor. Com base na cultura do Grupo EBX, do qual fazemos parte, desempenhamos nossas atividades com espírito empreendedor sempre em busca de novos projetos e soluções inovadoras. Também faz parte de nossa cultura corporativa o alto grau de alinhamento da diretoria, garantida pela concessão, por nosso acionista controlador, de opções de compra de ações de emissão da Companhia de sua propriedade. Nosso acionista controlador, Sr. Eike Fuhrken Batista, fundador do Grupo EBX, tem mais de 25 anos de experiência, entre outras áreas, no setor de energia, mineração e logística, no Brasil e internacionalmente. Seu envolvimento nos oferece apoio e comprometimento, o que será um importante diferencial nos mercados em que atuamos. O Grupo EBX tem um histórico de desenvolvimento de negócios oriundos de projetos desde a sua fase inicial que resultaram na criação de valor a seus acionistas de forma consistente e responsável.

Parcerias Relevantes. Buscamos desenvolver e/ou operar nossos projetos em parceria com importantes *players* do setor, que agreguem valor a nossos projetos. Anteriormente construímos, e operamos a Termoceará em parceria com a MDU, grupo empresarial norte-americano com atividades nos setores de geração de energia e infra-estrutura. Para maiores informações sobre a Termoceará, ver item "Nossa História" da seção "Atividades da Companhia" na página 179 deste Prospecto. Atualmente temos parcerias com a EDP, um dos maiores grupos integrados do setor de energia do Brasil e parte do grupo Energias de Portugal, no projeto da UTE MPX (Pecém); Eletronorte, nos projetos da UTE Serra do Navio e PCH Capivara; Engevix, no projeto da UHE Baixo Iguaçu; e CRE, no projeto da UTE Termopantanal Brasil. Do ponto de vista do desenvolvimento e operação de nossas plantas, daremos continuidade às parcerias já existentes. Pela perspectiva da demanda, buscamos estabelecer contratos significativos em termos de volume e prazo com consumidores de boa capacidade financeira, de forma a viabilizar economicamente cada um de nossos projetos antes de sua instalação. As parcerias são uma característica importante das sociedades integrantes do Grupo EBX, como, por exemplo, a parceria entre a MMX Mineração e Metálicos S.A. e a Anglo American, terceira maior mineradora do mundo, no projeto do MMX Minas-Rio, um sistema de produção de minério de ferro em desenvolvimento com vários depósitos no Estado de Minas Gerais e infra-estrutura de transporte e exportação do minério através do Porto do Açu, no Estado do Rio de Janeiro.

Escala. Acreditamos que a magnitude de nossos 9 projetos propiciará melhores condições de aquisição de equipamentos e contratos de EPC, uma vez que poderemos negociar com os fornecedores e construtores de forma coordenada. Esperamos que estes esforços resultem em uma:

- Economia nos investimentos de capital em nossos projetos.
- Maior poder de barganha na negociação de condições e preços com nossos fornecedores. Alternativamente, em face da magnitude de nossas operações, acreditamos que poderemos firmar contratos de longo prazo especialmente vantajosos para garantir as condições de fornecimento de carvão mineral de qualidade com grandes fornecedores internacionais nos projetos em que não utilizaremos fornecimento de minas próprias.
- Finalmente, a escala de nossos projetos aliada à solidez financeira do Grupo EBX e de nossos parceiros nos permite ainda melhores condições na contratação de financiamentos. A empresa está em fase final de estruturação dos projetos UTE MPX (Pecém) e UTE Termomaranhão, já tendo obtido enquadramento pelo BNDES, para fins de financiamento.
- No dia 23 de novembro de 2007, assinamos a "Proposta de Assessoria Financeira e de Outorga de Garantia Firme na Concessão e Estruturação de Financiamento Ponte e de Financiamento de Longo-Prazo para a construção da UTE Porto de Açu" com o Santander (a "Proposta") para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI entre 0,75% a.a e 0,90% a.a ("Empréstimo Ponte"); e (ii) para a parcela de longo prazo recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo de repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%. Além disso, contamos com custos acima de Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875% para o mix de linhas do BID e Agencias Multilaterais (MLA). O custo médio estimado para as linhas oriundas de Agências de Crédito de Exportação (ECA) e tendo, também, como base a Libor, podem variar entre 0,05% a 0,40%. Para a parcela em moeda estrangeira (US$), o prazo das linhas podem chegar a 17 anos, ambos na modalidade de *project finance* ("Empréstimo de Longo Prazo", quando referido conjuntamente com o Empréstimo Ponte, o "Financiamento"). O Santander, em sua função de Assessor Financeiro, envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000 (oitocentos e noventa milhões de dólares americanos). As condições do Financiamento indicadas acima poderão sofrer variações, pois refletem as condições atuais de mercado para projetos de características similares e, portanto, estão sujeitas às condições de mercado vigentes à época da efetiva contratação do Financiamento. Adicionalmente, o Financiamento está sujeito às condições precedentes descritas na Proposta, relacionadas ao Projeto, tais como a constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, não ocorrência de mudança material adversa (material adverse change), taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis para este tipo de operação, bem como, dentre outras, às condições usuais de mercado, incluindo condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Financiamento (market flex).
- Planejamos investir cerca de US$30 milhões por ano, a partir de 2015, em iniciativas de preservação ambiental e desenvolvimento de tecnologias para mitigação e redução da emissão de gases estufa.

Capacidade na Execução e Implementação de Projetos. Entre os anos de 2001 e 2005, construímos e operamos a Termoceará, uma termelétrica a gás com capacidade para geração de 220 MW em parceria com a MDU, grupo empresarial norte-americano com atividades nos setores de geração de energia e infra-estrutura. Para maiores informações a Termoceará, ver item "Nossa História" da seção "Atividades da Companhia" na página 179 deste Prospecto. Em 2005, a operação foi vendida para a Petrobras gerando significativo retorno sobre o capital investido. Em nossos atuais projetos, utilizaremos tecnologia amplamente comprovada, contando com fornecedores experientes na execução e montagem de projetos similares aos nossos. Adicionalmente, o Grupo EBX já demonstrou capacidade na execução e financiamento de grandes projetos, com a MMX Mineração e Metálicos S.A., quando levantamos mais de R$1 bilhão para investimento em 3 grandes projetos de mineração e beneficiamento de minério de ferro e logística no Brasil. Finalmente, o Grupo EBX possui um excelente histórico na obtenção de licenças, por exemplo, com relação aos nossos projetos UTE MPX (Pecém) e UTE Serra do Navio que já contam com Licença de Instalação, nosso projeto UTE Termomaranhão, o qual já conta com Licença Prévia; nossa mina de Seival, que já se encontra licenciada e pronta para entrar em operação.

Combustível. A maior parte da geração de energia elétrica no mundo utiliza o carvão mineral como combustível. Nossos projetos utilizam tecnologia de última geração, atendendo a todos os limites e melhores práticas preconizadas pelo Banco Mundial, normas brasileiras e os princípios do Equador. Como razão para nossa escolha do carvão mineral como combustível de alguns de nossos projetos, destacamos: (i) abundância das reservas mundiais; (ii) reservas em regiões de baixo risco de tensão geopolítica; (iii) baixo custo e baixa volatilidade de preço quando comparado a demais fontes de energia como o petróleo e o gás natural; (iv) inexistência de risco hidrológico; e (v) combustível com condições únicas de diversidade de fornecedores. Acreditamos que o risco referente à dependência de importação de carvão mineral não é relevante pelo fato de ser altamente conhecida e comprovada a abundância de carvão mineral, com reservas provadas suficientes para o consumo dos próximos 200 anos. Quanto aos impactos ambientais, a empresa está se utilizando de equipamentos com "*clean coal technology*", de última geração e uso e confiabilidade já comprovados. Com relação à emissão de CO_2, a empresa terá um programa de compensação ambiental através da utilização e preservação de florestas, incluindo o reflorestamento de áreas já desmatadas e avaliação de novas tecnologias de absorção de CO_2, da mesma forma que vem fazendo em outros empreendimentos do Grupo EBX.

ESTRATÉGIA

Pretendemos nos tornar a maior geradora privada do Brasil, com diversificação de fontes e regiões de atuação, aproveitando oportunidades estratégicas na América Latina, como no caso de nosso projeto no Chile, e implementar as seguintes estratégias para maximizar o retorno de nossos acionistas através de nossos pontos fortes:

Estabelecer uma Posição de Destaque na Expansão do Setor Elétrico. Acreditamos que a matriz energética brasileira tende a apresentar um crescimento importante de energia térmica. Dada a expectativa de aumento na demanda e necessidade de fontes de energia alternativas, temos o objetivo de alcançar uma posição de destaque no mercado brasileiro, aproveitando ainda oportunidades estratégicas na América Latina e capitalizando oportunidades de comercialização de energia. Nossas análises indicam que a geração de energia através de termelétricas apresenta algumas vantagens relevantes sobre as hidrelétricas, incluindo menores custos e prazos de implantação e flexibilidade na escolha da localização. Com nossa base térmica consistente e integrada, pretendemos capitalizar nossos ativos através do balanceamento da venda de nossa energia firme entre (i) contratos de longo prazo para consumidores do ACL (seja na forma tradicional de PPA, seja na forma de auto-produção compartilhada), de modo a aproveitar as oportunidades que um cenário de escassez de energia pode trazer, e (ii) vendas no ACR, de modo a garantir um fluxo mínimo e estável de receita.

Integração da Cadeia Produtiva. Acreditamos que para uma operação de geração de energia elétrica predominantemente térmica o controle das fontes de combustível é essencial. Desta forma, em nossos projetos térmicos existe uma opção pelo carvão mineral, que poderá ser fornecido pela Mina Seival e da Mina de Moçambique, segundo os termos do contrato com a AMCI, e por outros contratos de longo prazo com fornecedores internacionais, de modo a ter controle do custo de combustível. Em todos os casos, a proximidade de nossos projetos com portos e centros logísticos permitirá a aquisição de carvão a um custo de frete reduzido. Nossos projetos envolvem o desenvolvimento de operações verticalmente integradas, compreendendo desde o suprimento de matéria prima até a comercialização de energia para nossos clientes. Em nosso plano de negócios já estão identificadas todas as oportunidades e custos necessários, de forma a garantir o fornecimento de matérias primas para suportar nossas atividades.

Comercialização. Comercializaremos a energia gerada com base em uma estratégia de maximização de retornos através da eficiente combinação entre alocação no (i) Mercado Regulado, através de leilões de energia, garantindo um fluxo estável de receita por períodos superiores a 15 anos; (ii) Mercado Livre, seja através de contratos tradicionais de compra de energia (PPA) ou da modalidade auto-produção compartilhada. Acreditamos que tal combinação potencializará o aproveitamento de oportunidades advindas da oscilação de preços, em razão de potenciais cenários de escassez de energia, ao mesmo tempo em que ajuda a nos proteger de uma exposição excessiva às condições de mercado. As Regras de Comercialização são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, que associadas aos seus respectivos Procedimentos de Comercialização, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação tanto no Mercado Regulado quanto no Mercado Livre. As relações comerciais entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais. A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Para maiores informações sobre as regras de comercialização de energia elétrica, ver Seção "Visão Geral do Setor" na página 129 deste Prospecto.

Auto-produção Compartilhada. A comercialização da energia gerada por alguns de nossos principais projetos será dedicada ao ACL, através do conceito de auto-produção compartilhada, que proporciona que consumidores do ACL sejam quotistas dos projetos de geração de energia e se classifiquem como auto-produtores. Essa classificação de auto-produtores possibilitará ganhos fiscais e comerciais aos nossos clientes, além de aumentar a confiabilidade do suprimento de energia, notadamente por aqueles situados nos centros industriais próximos aos nossos projetos. A estruturação de algumas de nossas operações no ACL sob a forma de auto-produção compartilhada, tal como ocorre com nosso projeto da UTE Porto do Açu, possibilitará a antecipação de recursos para financiamento de nossos projetos, bem como a criação de um fluxo de receita estável e antecipado. Nesta modalidade, nossos clientes poderão garantir o fornecimento de energia a um preço previamente contratado, protegendo-se em um cenário de escassez de energia, mitigando o risco de racionamento. Ademais, dentre as vantagens da venda de energia no mercado livre nesta modalidade estão algumas isenções dessas operações de uma série de tarifas aplicáveis às demais geradoras. Dessa forma, as vantagens dessa modalidade beneficiam, ao mesmo tempo, nossas operações e nossos clientes, uma vez que nos permite uma redução de custos e permite aos nossos clientes garantir o fornecimento da energia por eles gerada a preços pré-determinados. Para uma descrição mais detalhada da auto-produção compartilhada, ver capítulo 3.3.7.4.1 da página 342 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

Eficiência Geográfica. Desenvolveremos nossa carteira de projetos em todos os submercados do país, ou seja, no Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, por meio de uma matriz energética diversificada. Acreditamos que esta presença geográfica diversificada poderá ser utilizada na comercialização de energia gerada em um determinado submercado com consumo efetivo em outro, considerando a existência do Sistema Integrado Nacional – SIN, aumentando a confiabilidade do suprimento para nossos clientes e permitindo maior eficiência e aproveitamento de diferenças de preço regionais.

Sinergias das Empresas do Grupo EBX. Temos como critérios para a instalação de nossos projetos, o melhor aproveitamento das sinergias com os projetos de outras operações do Grupo EBX, como por exemplo, as operações da MMX, cujo sistema MMX Minas-Rio produzirá minério de ferro para exportação através do Porto do Açu, contando com a logística fornecida pela LLX. Nosso projeto prevê a instalação, nesse mesmo site, da UTE Porto do Açu que comercializará energia elétrica para a MMX e LLX e contará com a infraestrutura desta última empresa do Grupo EBX para a importação do carvão mineral a ser usado em suas operações.

Capitalizar Oportunidades na América Latina. Em complemento a nossos projetos no mercado brasileiro, buscaremos aproveitar oportunidades estratégicas pontuais na América Latina e capitalizar as oportunidades de comercialização de energia nos mercados em que nos estabelecermos. Nosso projeto da UTE Castilla, no Chile, está inserido em nossa estratégia de atender, entre outras, as demandas de grandes operações de mineração e logística na América Latina, capturando as sinergias decorrentes do transporte de minério para exportação e para importação de carvão. A partir da entrada em operação comercial da Mina de Seival e da UTE Seival II, avaliaremos oportunidades para o fornecimento de energia elétrica para países vizinhos.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Nossa estrutura societária na data deste Prospecto Preliminar é a seguinte:

Notas:

Em 03 de outubro de 2007, adquirimos da Ardpoint, empresa do Grupo EBX controlada pela Centennial Asset, participação de 70% no capital social da MPX Energia de Chile Limitada. Atualmente, a Ardpoint detém 30% do capital social da MPX Energia de Chile Limitada. Em 26 de novembro de 2007, transferimos para a Centennial Asset ações representativas de 30% do capital social da UTE Porto do Açu S.A. Nestes dois projetos, a Centennial Asset assumiu o mandato de buscar parceiros estratégicos para as atividades de geração termelétrica, que se comprometam a adquirir até 30% de participação societária na UTE Porto do Açu e MPX Chile e contribuir proporcionalmente com o capital exigido para o desenvolvimento desses projetos. Qualquer alienação da participação da Centennial Asset, seja na UTE Porto do Açu como na MPX Chile, deverá ser aprovada pela maioria dos membros independentes do nosso Conselho de Administração.

A MPX Seival II Energia Ltda., UTE Porto do Açu Energia S.A., MPX Comercializadora de Energia Ltda. e MPX Energia de Chile Limitada não foram consolidadas nas demonstrações financeiras para os nove meses findos em 30 de setembro de 2007, pois foram constituídas/adquiridas posteriormente à 30 de setembro de 2007.

Em 19 de julho de 2007, celebramos com a EDP um contrato de compra e venda de ações, por meio do qual a EDP se comprometeu a adquirir participação equivalente a 50% do capital social da UTE MPX (Pecém), assim nossa participação será reduzida em 50%.

Em 15 de outubro de 2007, a MPX assinou com a EDP contrato de compra adquirindo 100% das quotas da Diferencial Energia. A transferência das quotas depende de autorização da ANEEL.

NOSSA HISTÓRIA

Atualmente, somos uma sociedade por ações, com prazo de duração indeterminado, constituída de acordo com as leis da República Federativa do Brasil.

Iniciamos nossas atividades em 25 de abril de 2001, com a constituição da MPX Mineração e Energia Ltda., empresa destinada a atuar no setor de geração de energia. Embora recém constituída, desde o início contamos com a experiência do Grupo EBX na execução e financiamento de grandes projetos.

De 2001 a 2004, nosso principal investimento consistia de uma participação majoritária (51%) no capital da Termoceará, operadora da UTE Senador Carlos Jereissati, uma usina termelétrica movida a gás natural com capacidade instalada de 220 MW, situada no Município de Caucaia, no Estado do Ceará. O empreendimento foi desenvolvido na forma de um consócio constituído entre nós, a MDU e a Petrobras. De acordo com os termos do consórcio, a construção da planta ficou a cargo de nós e da MDU, que demandou investimentos na ordem de R$275 milhões. À Petrobras, em consonância com seu planejamento estratégico para o setor elétrico, coube a negociação da energia elétrica gerada pela planta, bem como uma participação em 50% do resultado líquido do consórcio. Ainda segundo o consórcio, a Petrobras se obrigava a efetuar contribuições de contingência na medida em que a venda de energia elétrica gerada pela planta não fosse suficiente para cobrir determinados custos fixos e variáveis.

A construção da planta foi iniciada em novembro de 2001 e, em 07 de julho de 2002, foi declarada oficialmente ao ONS a entrada parcial em operação comercial de duas unidades geradoras, sendo disponibilizado ao sistema interligado nacional um adicional de potência de 100 MW. A capacidade total da planta (220 MW) foi atingida em 1° de janeiro de 2003.

A UTE Senador Carlos Jereissati atendeu integralmente as ordens de despacho, seja por razões elétricas ou energéticas, sempre que determinado pelo ONS, excetuando-se apenas as oportunidades nas quais ocorreram falhas no fornecimento de combustível.

Durante os anos de 2004 e 2005, o mercado brasileiro sofreu acentuada crise no fornecimento de gás natural, o que limitou severamente as operações da Termoceará, gerando um impacto negativo em sua receita operacional. Por essa razão, e considerando a obrigação assumida pela Petrobras de efetuar contribuições de contingência para cobrir determinados custos fixos e variáveis da planta, em junho de 2005, a Petrobras adquiriu a totalidade do capital da Termoceará. Esta operação foi precedida por uma reorganização societária promovida pelo nosso acionista controlador, iniciada em 05 de outubro de 2004, na qual reduzimos nosso capital social por meio da transferência das quotas da Termoceará para sua controlada à época, a MPX Participações Ltda.

O valor da venda da Termoceará foi de R$324 milhões, gerando um ganho aproximado de R$192 milhões para a MPX Participações, considerando-se o investimento inicial, lucros apurados e liquidação integral de dívida.

Para maiores informações sobre eventos societários recentes e breve histórico da MPX, ver seção "Atividades da Companhia", a partir da página 169 deste Prospecto.

FATORES DE RISCO

O investimento nas Ações envolve um alto grau de risco. O investidor pode perder parte ou todo o investimento devido a quaisquer dos riscos descritos neste Prospecto, incluindo, entre outros fatores, nossa história limitada e incertezas de nossa performance futura, incertezas substanciais sobre nossa habilidade em continuar a desenvolver nossas operações, falta de habilidade para obter as licenças e autorizações necessárias para nossas operações, falha na obtenção do título de nossas propriedades, falha para atingir os resultados e projeções descritos neste Prospecto, e falha para gerar ou obter capital adicional suficiente no futuro. Para maiores informações, ver seção "Fatores de Risco" a partir da página 70 deste Prospecto.

Informações Corporativas

Nossa sede e nosso Departamento de Relações com Investidores estão localizados na Praia do Flamengo, n.º 154, na Cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, Brasil, e nosso telefone é (21) 2555-5664, o fax é (21) 2555-5676, o e-mail é ri@mpx.com.br e o *website* é www.mpx.com.br. Nenhuma das informações contidas no *website* da Companhia é parte ou incorporada por referência a este Prospecto.

SUMÁRIO DA OFERTA

Companhia	MPX Energia S.A.
Coordenador Líder e *Bookrunner*	Banco UBS Pactual S.A.
Coordenadores da Oferta e *Bookrunners*	Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A., Banco Itaú BBA S.A. e Banco Santander S.A.
Coordenadores Contratados	Citigroup Global Markets Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. e UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A.
Participantes Especiais	Corretoras Consorciadas e outras instituições financeiras, as quais efetuarão exclusivamente esforços de colocação das Ações junto aos Investidores da Oferta de Dispersão.
Instituições Participantes da Oferta	Coordenadores da Oferta, conjuntamente com Coordenadores Contratados e Participantes Especiais.
Agentes de Colocação Internacional	UBS Securities LLC, Merrill Lynch Pierce, Fenner & Smith Incorporated, Itaú Securities, Inc. e Santander Investment Securities, Inc.
Investidores Qualificados Brasileiros	Conforme definido no artigo 109 da Instrução CVM 409, são os investidores: (i) instituições financeiras; (ii) companhias seguradoras e sociedades de capitalização; (iii) entidades abertas e fechadas de previdência complementar; (iv) pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R$300.000,00 e que, adicionalmente, atestem por escrito sua condição de investidor qualificado; (v) fundos de investimento destinados exclusivamente a investidores qualificados; e (vi) administradores de carteira e consultores de valores mobiliários autorizados pela CVM, em relação a seus recursos próprios.
Investidores Qualificados Estrangeiros	São os investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act*, e investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act*, e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor.
Investidores Qualificados	São os Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros, quando referidos em conjunto.
Ações	Ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal, de emissão da nossa Companhia, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, que serão distribuídas na Oferta.

Oferta	Oferta pública de distribuição primária de, inicialmente, 1.903.743 Ações a serem emitidas pela Companhia, a ser realizada no Brasil mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, em mercado de balcão não-organizado, para Investidores Qualificados Brasileiros, e, ainda, no exterior mediante esforços de venda coordenados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro do *Securities Act*, desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN 2.689, e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos da Lei 4.131, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC. Nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, as Ações da Oferta serão alocadas prioritariamente aos atuais acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador da Companhia, observado o limite da participação de Pessoas Vinculadas na Oferta.
Opção de Ações Adicionais	Opção a ser exercida a nosso critério, com a concordância dos Coordenadores da Oferta, e sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, para aumentar a Oferta em até 380.748 Ações, equivalente a até 20% do total de Ações objeto da Oferta, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas, conforme dispõe o artigo 14, parágrafo 2°, da Instrução CVM 400.
Opção de Ações Suplementares	Opção a ser outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder para subscrição de 285.561 Ações, equivalente a até 15% das Ações inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta. O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, por um período de 30 dias contados a partir do primeiro dia útil (inclusive) após a publicação do anúncio de início, de exercer a Opção de Ações Suplementares após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das Ações no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores da Oferta.
Público Alvo	A Oferta terá como público alvo exclusivamente Investidores Qualificados Brasileiros e determinados Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de *portfolio* nos termos da Resolução CMN 2.689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei 4.131.

Oferta de Dispersão	O montante de no mínimo, 10% e, no máximo, 20% das Ações da Oferta, excluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, será destinado prioritariamente a Investidores Qualificados Brasileiros que realizarem Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R$1.000.000,00 por Investidor Qualificado Brasileiro.
Oferta Institucional	As Ações não destinadas à Oferta de Dispersão, bem como eventuais sobras de Ações que não tiverem sido destinadas aos Investidores Qualificados Brasileiros no âmbito da Oferta de Dispersão que realizaram Pedidos de Reserva, serão destinadas a Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros. Não serão admitidas, para os Investidores da Oferta Institucional, reservas antecipadas e não haverá valores mínimos ou máximos de investimento.
Pessoas Vinculadas	São os Investidores que sejam: (i) nossos administradores ou controladores, (ii) administradores ou controladores das Instituições Participantes da Oferta, (iii) outras partes vinculadas à Oferta, bem como (iv) os cônjuges, companheiros, ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau das pessoas identificadas nos itens (i), (ii) e (iii).
Período de Reserva	O prazo de seis dias úteis, a ser iniciado em 05 de dezembro de 2007 e encerrado em 10 de dezembro de 2007, inclusive, o qual poderá ser prorrogado a critério dos Coordenadores da Oferta de comum acordo com a nossa Companhia, para a realização dos respectivos Pedidos de Reserva.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R$935,00 e R$1.111,00, podendo, no entanto, ser eventualmente fixado fora desta faixa.

O Preço por Ação será fixado com base no resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400, e de acordo como o artigo 170, inciso I do parágrafo 1° da Lei das Sociedades por Ações.

Nos termos da regulamentação em vigor (artigo 55 da Instrução CVM 400), no caso de não ser verificado um excesso de demanda superior a 1/3 da quantidade de Ações inicialmente ofertadas, Pessoas Vinculadas poderão participar do Procedimento de *Bookbuilding* e subscrever Ações na Oferta Institucional, até o limite máximo de 40% da Oferta. Adicionalmente, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM, foi permitida a concessão de prioridade na subscrição das Ações aos atuais acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, desde que observado o referido limite máximo de 40% da Oferta, independentemente da demanda da Oferta. A participação de Pessoas Vinculadas na Oferta, bem como a alocação prioritária ao Acionista Controlador da Companhia, ainda que observado o limite máximo de 40% da Oferta, poderá resultar em má formação do Preço por Ação e/ou afetar a liquidez na negociação das Ações na BOVESPA, conforme fator de risco "*Um mercado ativo e líquido para nossas Ações poderá não se desenvolver e a participação de Pessoas Vinculadas na Oferta poderá ter um impacto adverso na liquidez das Ações e impactar a definição do Preço por Ação, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta ao nosso Acionista Controlador*" constante da página 87 da seção "Fatores de Risco" do Prospecto Preliminar.

Capital Social

Nosso atual capital social é de R$10.580.427,00, representado por 4.809.110 Ações. Após a realização da Oferta (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), nosso capital social passará a ser de R$1.958.109.516,00, com base no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, representado por 6.712.853 Ações. Para mais informações ver "Descrição do Capital Social" na página 234 deste Prospecto.

Ações em Circulação ou *Free Float*

São todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas pelos Acionistas Controladores, por pessoas a eles vinculadas e por administradores da Companhia.

Nos termos do Contrato de Participação no Novo Mercado, a Companhia terá um prazo de até três anos contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início para atingir o percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado. Durante esse prazo, a Companhia se comprometerá, no entanto, a manter um percentual mínimo de ações em circulação de 15% e se, em qualquer momento durante esse período, as Ações em Circulação de emissão de Companhia atingirem patamares superiores a 15%, estes não poderão ser reduzidos a partir da data da ocorrência do fato, exceto se o patamar ultrapassar o percentual de 25%, quando a Companhia passará a se enquadrar no item 3.1 (v) do Regulamento do Novo Mercado.

Procedimento de *Bookbuilding*	Processo de coleta de intenções de investimento a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta junto a investidores da Oferta Institucional, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400.
Valor Total da Oferta	R$1,95 bilhões, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação constante da capa deste Prospecto Preliminar.
Pedido de Reserva	Formulário específico a ser preenchido durante o Período de Reserva por Investidor Qualificado Brasileiro que desejar participar da Oferta de Dispersão.
Regime de Colocação - Garantia Firme de Liquidação	A totalidade das Ações objeto da Oferta será colocada no Brasil pelos Coordenadores da Oferta, em regime de garantia firme de liquidação. A garantia firme de liquidação consiste na obrigação de cada Coordenador da Oferta subscrever, na Data de Liquidação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (a) o número de Ações objeto da garantia firme de liquidação prestada por cada um, nos termos do Contrato de Distribuição, e (b) o número de Ações efetivamente colocadas no mercado e efetivamente pagas pelos investidores. Tal garantia será vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de *Bookbuilding* e celebrado o Contrato de Distribuição.
Data de Liquidação	A liquidação física e financeira ocorrerá três dias úteis após a data de publicação do Anúncio de Início, com a entrega das Ações aos respectivos investidores.
Data de Liquidação das Ações Suplementares	Terceiro dia útil contado do exercício da Opção de Ações Suplementares.
Dividendos	Nosso Estatuto Social estabelece o pagamento de dividendo obrigatório aos acionistas de, pelo menos, 25% do lucro líquido apurado nas demonstrações contábeis, ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a não ser que o Conselho de Administração informe à Assembléia Geral que a distribuição seria incompatível com a condição financeira e a distribuição do dividendo obrigatório for conseqüentemente suspensa. Ver as seções "Descrição do Estatuto e do Capital Social" e "Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Oferta e às Ações", respectivamente nas páginas 234 e 83 deste Prospecto. As ações emitidas no âmbito da Oferta terão direito de recebimento de dividendos integrais declarados e demais proventos que vierem a ser distribuídos pela nossa Companhia a partir da Data de Liquidação.
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações	As Ações garantirão aos seus titulares os mesmos direitos conferidos às demais ações de nossa emissão, nos termos de nosso Estatuto Social, legislação aplicável e Regulamento do Novo Mercado, tendo direito a voto e fazendo jus ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados por nós a partir da Data de Liquidação. Para mais informações, ver seção "Descrição do Capital Social" na página 234 deste Prospecto.

Restrições à Negociação de Ações (*lock-up*)	De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subseqüentes à Oferta, após a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado, nosso acionista controlador e nossos administradores não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares, imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, nosso acionista controlador e nossos administradores não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Sem prejuízo de restrições adicionais à alienação de Ações de nossa emissão não relacionados ao Regulamento do Novo Mercado, a vedação não se aplicará: (i) na hipótese de empréstimo de Ações que vise a permitir a antecipação do início da negociação das Ações em bolsa, sujeito à aprovação da BOVESPA, (ii) na hipótese de cessão ou empréstimo de ações que vise ao desempenho da atividade de formador de mercado credenciado pela BOVESPA, nesse caso limitado a até 15% da quantidade total de Ações cuja negociação esteja vedada. Adicionalmente, nossa Companhia, cada um dos membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria celebrarão acordos de restrição à venda das ações de nossa emissão (lock-up), por meio dos quais nos comprometeremos, sujeitos tão somente às exceções previstas em referidos acordos, durante o período de 180 dias contados da data do Prospecto Definitivo a: (i) não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar, conceder qualquer opção de compra ou de qualquer outra forma dispor ou conceder quaisquer direitos, registrar documento de registro nos termos do *Securities Act* ou das leis brasileiras, em todos os casos relacionados a, qualquer ação de nossa emissão ou qualquer opção ou *warrant* de compra de qualquer ação de nossa emissão ou qualquer valor mobiliário conversível em, ou permutável por, ou que represente o direito de receber ações de nossa emissão; e (ii) não celebrar qualquer contrato de swap ou qualquer acordo que transfira à outra parte, em todo ou parte, qualquer valor econômico decorrente da titularidade das ações de nossa emissão ou de qualquer valor mobiliário conversível, passível de exercício ou permutável por ações de nossa emissão, ou de *warrants* ou outro direito de compra das ações de nossa emissão, caso tal operação seja realizada pela entrega das ações de nossa emissão ou de qualquer valor mobiliário, por dinheiro ou outra forma, e a não publicar anúncio com a intenção de efetuar qualquer operação acima descrita.
Direito de Venda Conjunta (*Tag-Along rights*)	Após a listagem de nossas ações ordinárias no Novo Mercado, na hipótese de alienação do nosso controle acionário, o adquirente deverá efetivar uma Oferta Pública de Aquisição (OPA) das ações de todos os nossos demais acionistas, observando as condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, a um preço não inferior a 100% do preço pago por ação do bloco de controle, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dispensado ao acionista controlador. Para mais informações, ver seção "Descrição do Capital Social" na página 234 deste Prospecto.

Inadequação da Oferta a Certos Investidores	Todos os demais investidores que não se enquadrem na categoria de Investidores Qualificados devem atentar para a inadequação da presente Oferta, uma vez que ela destina-se exclusivamente a investidores que tenham a especialização e conhecimento suficientes para tomar uma decisão de investimento fundamentada. Apesar de referido alto grau de qualificação dos investidores público alvo dessa Oferta, recomenda-se que, no contexto da Oferta, os Investidores Qualificados entrem em contato com seus advogados, contadores, consultores financeiros, bem como quaisquer outros profissionais que julguem adequados para avaliar os riscos inerentes aos negócios da Companhia, quando de suas respectivas decisões de investimento na Oferta.
Exercício do Poder de Controle Após a Oferta	Após a conclusão da Oferta, considerando as Ações Adicionais e o exercício integral da Opção de Ações Suplementares, mas sem considerar o exercício do direito de subscrição prioritária, nosso acionista controlador será detentor de 65,2% de nosso capital social, tendo poderes para, dentre outros, eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e determinar o resultado de qualquer deliberação que exija aprovação de acionistas, inclusive reorganizações societárias e alienações.
Fatores de Risco	Para explicação acerca dos fatores de risco que devem ser considerados cuidadosamente antes da decisão de investimento nas Ações, ver seção "Fatores de Risco", na página 70 deste Prospecto, além de outras informações incluídas no presente Prospecto.
Destinação dos Recursos	Estimamos, com base no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, que os recursos líquidos provenientes da Oferta serão, aproximadamente, da ordem de R$2,5 bilhões, assumindo o exercício integral da Opção de Ações Adicionais e da Opção de Ações Suplementares. Pretendemos empregar estes recursos conforme indicado na seção "Destinação dos Recursos", deste Prospecto.
Aprovações Societárias	A realização da Oferta foi aprovada em reunião de nosso Conselho de Administração realizada em 21 de novembro de 2007 e o grupamento das Ações na proporção de 22 Ações para 1 Ação foi aprovado em nossa Assembléia Geral Extraordinária realizada em 07 de dezembro de 2007. O aumento de capital, com exclusão do direito de preferência de nossos atuais acionistas, dentro do capital autorizado, bem como o Preço por Ação serão deliberados em Reunião de nosso Conselho de Administração a ser realizada entre a conclusão do procedimento de *Bookbuilding* e a concessão do registro da Oferta pela CVM.
Cronograma das Etapas da Oferta	Vide seção "Informações sobre a Oferta" na página 44 deste Prospecto.

Cláusula Arbitral

Nós, nossos acionistas, administradores e membros do nosso Conselho Fiscal (quando instalado), nos obrigamos a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, do nosso Estatuto Social, das normas editadas pelo CMN, pelo BACEN e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

Informações Adicionais

Para descrição completa das condições aplicáveis à Oferta, ver seção "Informações sobre a Oferta" na página 44 deste Prospecto. O registro da Oferta foi solicitado por nós e pelo Coordenador Líder em 22 de outubro de 2007 estando a presente Oferta sujeita à prévia aprovação da CVM.

Informações complementares sobre a nossa Companhia e a Oferta, inclusive cópias do presente Prospecto, poderão ser obtidas junto:

- à nossa Companhia, em nossa sede social ou em nosso website www.mpx.com.br;
- ao Coordenador Líder, na Avenida Brigadeiro Faria Lima nº 3729, 9º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu website www.ubs.com/1/p/ubslatinamerica/capital_markets.html;
- à Merrill Lynch, na Avenida Brigadeiro Faria Lima nº 3400, 18º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu website http://www.merrilllynch-brasil.com.br;
- ao Itaú BBA, na Avenida Brigadeiro Faria Lima nº 3.400, 5º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu website www.itaubba.com.br (ao acessar esta página, o investidor deverá clicar em "Prospectos – Mercado de Capitais");
- ao Santander, na Rua Hungria nº 1.400, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu website www.superbroker.com.br (ao acessar esta página, o investidor deverá clicar em "Últimas Oferta Públicas");
- à CVM, na Rua Sete de Setembro nº 111, 5º andar, na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, ou na Rua Cincinato Braga nº 340, 2º, 3º e 4º andares, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu website www.cvm.gov.br (ao acessar esta página o investidor deverá clicar em "Ofertas em Análise"); e
- à CBLC, na Rua XV de Novembro nº 275, na cidade de São Paulo, estado de São Paulo, ou pelo website www.cblc.com.br (ao acessar esta página o investidor deverá clicar em "Ofertas Públicas").

Mercados de Negociação	Em 21 de novembro de 2007, celebramos o Contrato de Participação no Novo Mercado, o qual entrará em vigor na data de publicação do Anúncio de Início, sendo que nossas Ações serão admitidas à negociação no dia útil seguinte à data de publicação do Anúncio de Início, sob o código "MPXE3" e, por um período de 18 meses a contar da data do início das negociações das Ações na BOVESPA, serão negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações. Para informações adicionais sobre a negociação das Ações na BOVESPA, consulte uma das Instituições Participantes da Oferta. Não foi e não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações junto à SEC ou a qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil.

RESUMO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia são elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. As seguintes informações financeiras estão incluídas neste Prospecto Preliminar:

Demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004. Referidas demonstrações financeiras auditadas pela KPMG Auditores Independentes, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil; e

Demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2007, auditadas pela KPMG Auditores Independentes, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, comparadas com as demonstrações financeiras consolidadas em 30 de setembro de 2006, não auditadas, que foram objeto de revisão limitada pela KPMG Auditores Independentes, de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON.

Os quadros abaixo apresentam um sumário das nossas demonstrações financeiras consolidadas para os períodos indicados. As informações abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas e respectivas notas da Companhia, incluídas neste Prospecto Preliminar, e com a seção "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional".

Resumo das demonstrações financeiras

Balanço Patrimonial

ATIVO	30 de setembro de 2007	%	2006	%	% 06/07	31 de dezembro de 2006	%	2005	%	% 05/06	2004	%	% 04/05
						(em R$ mil)							
Ativo Circulante													
Disponibilidades	20.286	29,6%	88	0,5%	22952,3%	88	0,5%	335	1,9%	-73,7%	63	0,5%	431,7%
Adiantamentos diversos	146	0,2%	20	0,1%	630,0%	89	0,5%	1	0,0%	8800,0%	232	1,7%	-99,6%
Imposto a recuperar	80	0,1%	72	0,4%	11,1%	75	0,4%	66	0,4%	13,6%	–	0,0%	100,0%
Despesas antecipadas	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	501	3,7%	-100,0%
Partes relacionadas	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	734	0,0%	-100,0%	0	0,0%	100,0%
	20.512	**29,9%**	**180**	**1,0%**	**11295,6%**	**252**	**1,4%**	**1.136**	**6,3%**	**-77,8%**	**796**	**5,8%**	**42,7%**
Não circulante													
Realizável a Longo Prazo													
Partes relacionadas	7	0,0%	77	0,4%	-90,9%	452	2,5%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	0,0%
Outros créditos	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	36	0,0%	23	0,1%	56,5%	–	0,0%	100,0%
	7	**0,0%**	**77**	**0,4%**	**-90,9%**	**488**	**2,7%**	**23**	**0,1%**	**2021,7%**	**–**	**0,0%**	**100,0%**
Permanente													
Investimentos													
Participação em controladas	–		–			–		–			–	0,0%	0,0%
Outros			–			–		–			53	0,4%	-100,0%
Imobilizado	40.608	59,2%	12.267	69,5%	231,0%	12.280	67,3%	12.597	69,8%	-2,5%	10.268	75,4%	22,7%
Diferido	7.447	10,9%	5.127	29,0%	45,3%	5.225	28,6%	4.297	23,8%	21,6%	2.499	18,4%	71,9%
	48.055	**70,1%**	**17.394**	**98,5%**	**176,3%**	**17.505**	**95,9%**	**16.894**	**93,6%**	**3,6%**	**12.820**	**94,2%**	**31,8%**
Total do Ativo	**68.574**	**100,0%**	**17.651**	**100,0%**	**288,5%**	**18.245**	**100,0%**	**18.053**	**100,0%**	**1,1%**	**13.616**	**100,0%**	**32,6%**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30 de setembro de 2007	%	2006	%	% 06/07	31 de dezembro de 2006	%	2005	%	% 05/06	2004	%	% 04/05
						(em R$ mil)							
Passivo Circulante													
Fornecedores	259	0,4%	15	0,1%	1626,7%	66	0,4%	2	0,0%	3200,0%	26	0,2%	-92,3%
Impostos e contribuições a recolher	700	1,0%	243	1,4%	188,1%	311	1,7%	206	1,1%	51,0%	7	0,1%	2842,9%
Salários, férias e encargos a pagar	177	0,3%	58	0,3%	205,2%	51	0,3%	32	0,2%	59,4%	–	0,0%	100,0%
Empréstimos	56.555	82,5%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	0,0%
Outras contas a pagar	1.696	2,5%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	0,0%
	59.387	**86,6%**	**316**	**1,8%**	**18693,4%**	428	**2,3%**	**240**	**1,3%**	**78,3%**	**33**	**0,2%**	**627,3%**
Não circulante													
Exigível a Longo Prazo													
Partes Relacionadas	603	0,9%	5.781	32,8%	-89,6%	6.690	36,7%	4.897	27,1%	36,6%	14.279	104,9%	-65,7%
Adiantamento recebido	2.500	3,6%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	0,0%
	3.103	**4,5%**	**5.781**	**32,8%**	**-46,3%**	6.690	**36,7%**	**4.897**	**27,1%**	**36,6%**	**14.279**	**104,9%**	**-65,7%**
Participações Minoritárias	4.235	6,2%	4.492	25,4%	-5,7%	4.492	24,6%	4.492	24,9%	0,0%	225	1,7%	1896,4%
	4.235	**6,2%**	**4.492**	**25,4%**	-5,7%	4.492	**24,6%**	**4.492**	**24,9%**	**0,0%**	**225**	**1,7%**	**1896,4%**
Patrimônio Líquido													
Capital social	10.580	15,4%	10.580	59,9%	0,0%	10.580	58,0%	10.580	58,6%	0,0%	1	0,0%	1057900,0%
Prejuízos Acumulados	-8.731	-12,7%	-3.518	-19,9%	148,2%	-3.945	-21,6%	-2.156	-11,9%	83,0%	-922	-6,8%	133,8%
	1.849	**2,7%**	**7.062**	**40,0%**	**-73,8%**	6.635	**36,4%**	**8.424**	**46,7%**	**-21,2%**	**-921**	**-6,8%**	**-1014,7%**
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**68.574**	**100,0%**	**17.651**	**100,0%**	**288,5%**	18.245	**100,0%**	**18.053**	**100,0%**	**1,1%**	**13.616**	**100,0%**	**32,6%**

Demonstração de Resultado

	30 de setembro de 2007	%	2006	%	% 06/07	31 de dezembro de 2006	%	2005	%	% 05/06	2004	%	% 04/05
						(em R$ mil)							
Receita Líquida de Vendas	–	**100,0%**	–	**100,0%**	0,0%	–	**100,0%**	–	**100,0%**	**0,0%**	–	**100,0%**	**0,0%**
Custos dos Bens	–	**0,0%**	–	**0,0%**	0,0%	–	**0,0%**	–	**0,0%**	**0,0%**	–	**0,0%**	**0,0%**
Resultado Bruto	–	**0,0%**	–	**0,0%**	0,0%	–	**0,0%**	–	**0,0%**	**0,0%**	–	**0,0%**	**0,0%**
Despesas Operacionais													
Equivalência patrimonial	–		–			–		–			25.700	0,0%	-100,0%
Administrativas e gerais	-4.513	0,0%	-1.339	0,0%	237,0%	-1.704	0,0%	-2.060	0,0%	-17,3%	-494	0,0%	317,0%
Receitas financeiras	51	0,0%	7	0,0%	628,6%	9	0,0%	342	0,0%	-97,4%	–	0,0%	100,0%
Despesas financeiras	-324	0,0%	-30	0,0%	980,0%	-94	0,0%	-255	0,0%	-63,1%	-1	0,0%	-100,4%
Outras receitas/despesas operacionais	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	169	0,0%	-100,0%	-574	0,0%	-129,4%
Lucro (prejuízo) operacional	**-4.786**	**0,0%**	**-1.362**	**0,0%**	**251,4%**	-1.789	**0,0%**	**-1.804**	**0,0%**	**-0,8%**	**24.631**	**0,0%**	**-107,3%**
Resultado não operacional	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	-242	0,0%	-100,0%	–	0,0%	-100,0%
Lucro (prejuízo) do período/exercício antes das participações minoritárias	**-4.786**	**0,0%**	**-1.362**	**0,0%**	**251,4%**	-1.789	**0,0%**	**-2.046**	**0,0%**	**-12,6%**	**24.631**	**0,0%**	**-108,3%**
Participação minoritária	–		–		0,0%	–		-2	0,0%	-100,0%	–		-100,0%
Lucro líquido (prejuízo) do período/exercício	**-4.786**	**0,0%**	**-1.362**	**0,0%**	**251,4%**	-1.789	**0,0%**	**-2.048**	**0,0%**	**-12,6%**	**24.631**	**0,0%**	**-108,3%**
Lucro Líquido por Lote de Mil Ações - R$	**-0,05**		**-0,01**			-0,02		**-0,02**			**24.631**		

INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA

COMPOSIÇÃO ATUAL DO CAPITAL SOCIAL

Na data deste Prospecto, a composição do nosso capital social é a seguinte:

	Subscrito/Integralizado[1]	
Espécie e classe	**Quantidade**	**Valor (R$)[2]**
Ordinárias	4.809.110	10.580.427
Total	**4.809.110**	**10.580.427**

(1) Todas as ações emitidas foram integralizadas.
(2) As ações não têm valor nominal.

Após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, a composição de nosso capital social será a seguinte, sem considerar as Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares:

	Subscrito/Integralizado	
Espécie e classe	**Quantidade**	**Valor (R$)[1]**
Ordinárias	6.712.853	1.958.109.516
Total	**6.712.853**	**1.958.109.516**

(1) Considerando o Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.

Após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais, a composição de nosso capital social será a seguinte, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares:

	Subscrito/Integralizado	
Espécie e classe	**Quantidade**	**Valor (R$)[1]**
Ordinárias	7.093.601	2.347.614.720
Total	**7.093.601**	**2.347.614.720**

(1) Considerando o Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.

Após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais, e o exercício integral da Opção de Ações Suplementares, a composição de nosso capital social será a seguinte:

	Subscrito/Integralizado	
Espécie e classe	**Quantidade**	**Valor (R$)[1]**
Ordinárias	7.379.162	2.639.743.623
Total	**7.379.162**	**2.639.743.623**

(1) Considerando o Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.

O quadro abaixo indica a quantidade de Ações detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de nossas Ações, nossos Conselheiros, bem como as ações mantidas em tesouraria, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, sem considerar as Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares:

	Quantidades de Ações e Porcentagens			
	Ações antes da Oferta		Ações após a Oferta	
Acionista	**Ações**	**(%)**	**Ações**	**(%)**
Eike Fuhrken Batista[1]	4.809.102	100,00	4.809.102	71,64
Conselheiros	8	0,00	8	0,00
Tesouraria	0	0,00	0	0,00
Outros	0	0,00	0	0,00
Free Float[2]	**0**	**0,00**	**1.903.743**	**28,36**
Total	**4.809.110**	**100,00**	**6.712.853**	**100,00**

(1) A tabela não considera um eventual exercício da alocação prioritária das Ações da Oferta pelo Sr. Eike Furken Batista, nos termos do art. 21 da Instrução CVM 400.

(2) Nos termos do Contrato de Participação no Novo Mercado, a Companhia terá um prazo de até três anos contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início para atingir o percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado. Durante esse prazo, a Companhia se comprometerá, no entanto, a manter um percentual mínimo de ações em circulação de 15% e se, em qualquer momento durante esse período, as Ações em Circulação de emissão de Companhia atingirem patamares superiores a 15%, estes não poderão ser reduzidos a partir da data da ocorrência do fato, exceto se o patamar ultrapassar o percentual de 25%, quando a Companhia passará a se enquadrar no item 3.1 (v) do Regulamento do Novo Mercado.

O quadro abaixo indica a quantidade de Ações detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de nossas Ações, nossos Conselheiros, bem como as ações mantidas em tesouraria, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais, mas sem o exercício da Opção de Ações Suplementares:

	Quantidades de Ações e Porcentagens			
	Ações antes da Oferta		Ações após a Oferta	
Acionista	**Ações**	**(%)**	**Ações**	**(%)**
Eike Fuhrken Batista[1]	4.809.102	100,00	4.809.102	67,79
Conselheiros	8	0,00	8	0,00
Tesouraria	0	0,00	0	0,00
Outros	0	0,00	0	0,00
Free Float[2]	0	0,00	2.284.491	**32,20**
Total	**4.809.110**	**100,00**	**7.093.601**	**100,00**

(1) A tabela não considera um eventual exercício da alocação prioritária das Ações da Oferta pelo Sr. Eike Furken Batista, nos termos do art. 21 da Instrução CVM 400.

O quadro abaixo indica a quantidade de Ações detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de nossas Ações, nossos Conselheiros, bem como as ações mantidas em tesouraria, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais, e o exercício da Opção de Ações Suplementares:

	Quantidades de Ações e Porcentagens			
	Ações antes da Oferta		Ações após a Oferta	
Acionista	**Ações**	**(%)**	**Ações**	**(%)**
Eike Fuhrken Batista[1]	4.809.102	100,00	4.809.102	65,17
Conselheiros	8	0,00	8	0,00
Tesouraria	0	0,00	0	0,00
Outros	0	0,00	0	0,00
Free Float	0	0,00	2.570.052	**34,83**
Total	**4.809.110**	**100,00**	**7.379.162**	**100,00**

(1) A tabela não considera um eventual exercício da alocação prioritária das Ações da Oferta pelo Sr. Eike Furken Batista, nos termos do art. 21 da Instrução CVM 400.

Descrição da Oferta

Oferta compreenderá uma distribuição primária de, inicialmente, 1.903.743 Ações a serem emitidas pela Companhia, a ser realizada no Brasil mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, em mercado de balcão não-organizado, exclusivamente para Investidores Qualificados Brasileiros, e, ainda, no exterior mediante esforços de venda coordenados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro do Securities Act, desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN 2.689, e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos da Lei 4.131, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC. Nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, as Ações da Oferta serão alocadas prioritariamente aos atuais acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador da Companhia, observado o limite da participação de Pessoas Vinculadas na Oferta.

A quantidade total de Ações objeto da Oferta poderá ser acrescida das Ações Suplementares, equivalente a até 15% das Ações inicialmente ofertadas, conforme opção para subscrição de tais Ações outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta. O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, por um período de 30 dias contados a partir do primeiro dia útil (inclusive) após a publicação do anúncio de início, de exercer a Opção de Ações Suplementares após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das Ações no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores da Oferta.

Sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, a quantidade de Ações inicialmente ofertadas poderá, a critério da Companhia, em conjunto com os Coordenadores da Oferta, ser aumentada pelas Ações Adicionais, que correspondem a 20% do total das Ações inicialmente ofertadas, em conformidade com o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400.

Público Alvo da Oferta

A Oferta terá como público alvo exclusivamente (i) Investidores Qualificados Brasileiros que realizem solicitação de reserva antecipada mediante o preenchimento do Pedido de Reserva, no contexto da Oferta de Dispersão, observado, para tais investidores, o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R$1.000.000,00, e (ii) Investidores Qualificados Brasileiros, cujos valores de investimento excedam o limite de aplicação de R$1.000.000,00, bem como determinados Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de portfolio nos termos da Resolução CMN 2.689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei 4.131. Ações da Oferta serão alocadas prioritariamente ao nosso Acionista Controlador, observado o limite da participação de Pessoas Vinculadas na Oferta.

Inadequação da Oferta

Todos os investidores que não se enquadrem na categoria de Investidores Qualificados devem atentar para a inadequação da presente Oferta, uma vez que ela destina-se exclusivamente a investidores que tenham a especialização e conhecimento suficientes para tomar uma decisão de investimento fundamentada. Apesar de referido alto grau de qualificação dos investidores público alvo dessa Oferta, recomenda-se que, no contexto da Oferta, os Investidores Qualificados entrem em contato com seus advogados, contadores, consultores financeiros, bem como quaisquer outros profissionais que julguem adequados para avaliar os riscos inerentes aos negócios da Companhia, quando de suas respectivas decisões de investimento na Oferta.

Quantidade, Valor, Classe e Espécie dos Valores Mobiliários

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, sem considerar as Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares:

Emissor Distribuição Primária	Quantidade	Preço por Ação (R$)	Montante (R$)	Recursos líquidos (R$)
Companhia	1.903.743	1.023[1]	1.947.529.089	1.869.627.925[2]
Total	**1.903.743**	**1.023[1]**	**1.947.529.089**	**1.869.627.925[2]**

(1) Preço por Ação baseado no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Deduzido de comissões, e sem considerar demais despesas estimadas da Oferta ou tributos aplicáveis.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, incluindo as Ações Adicionais, e na hipótese de não haver exercício integral da Opção de Ações Suplementares:

Emissor Distribuição Primária	Quantidade	Preço por Ação (R$)	Montante (R$)	Recursos líquidos (R$)
Companhia	2.284.491	1.023[1]	2.337.034.293	2.243.552.921[2]
Total	**2.284.491**	**1.023[1]**	**2.337.034.293**	**2.243.552.921[2]**

(1) Preço por Ação baseado no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Deduzido de comissões, e sem considerar demais despesas estimadas da Oferta ou tributos aplicáveis.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, incluindo as Ações Adicionais, e na hipótese de haver exercício integral da Opção de Ações Suplementares:

Emissor Distribuição Primária	Quantidade	Preço por Ação (R$)	Montante (R$)	Recursos líquidos (R$)
Companhia	2.570.052	1.023[1]	2.629.163.196	2.523.996.668[2]
Total	**2.570.052**	**1.023[1]**	**2.629.163.196**	**2.523.996.668[2]**

(1) Preço por Ação baseado no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Deduzido de comissões, e sem considerar demais despesas estimadas da Oferta ou tributos aplicáveis.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, estima-se que o Preço por Ação situar-se-á entre R$935,00 e R$1.111,00, podendo, no entanto, ser eventualmente fixado acima ou abaixo desta faixa indicativa. O Preço por Ação será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* junto a Investidores Qualificados Brasileiros, realizado, no Brasil, pelos Coordenadores da Oferta, e, junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, conforme previsto no artigo 44 da Instrução CVM 400. Nos termos do inciso III do parágrafo primeiro do artigo 170 da Lei das Sociedades por Ações, a escolha do critério para determinação do Preço por Ação encontra-se justificado pelo fato de que o Preço por Ação não promove a diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia e de que as Ações são distribuídas por meio de oferta pública, em que o valor de mercado das Ações seja aferido com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, que reflete o valor pelo qual os Investidores Qualificados apresentaram suas ordens de subscrição no contexto da Oferta.

Os investidores pessoas físicas e clubes de investimento que sejam Investidores Qualificados Brasileiro e que tenham aderido à Oferta mediante o preenchimento de formulário específico destinado à subscrição de Ações no contexto da Oferta de Dispersão não participarão do Procedimento de *Bookbuilding*, e, portanto, não participarão da fixação do Preço por Ação.

Nos termos da regulamentação em vigor (artigo 55 da Instrução CVM 400), no caso de não ser verificado um excesso de demanda superior a 1/3 da quantidade de Ações inicialmente ofertadas, Pessoas Vinculadas poderão participar do Procedimento de *Bookbuilding* e subscrever Ações na Oferta Institucional, até o limite máximo de 40% da Oferta. Adicionalmente, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM, foi permitida a concessão de prioridade na subscrição das Ações aos atuais acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, desde que observado o referido limite máximo de 40% da Oferta, independentemente da demanda da Oferta. A participação de Pessoas Vinculadas na Oferta, bem como a alocação prioritária ao Acionista Controlador da Companhia, ainda que observado o limite máximo de 40% da Oferta, poderá resultar em má formação do Preço por Ação e/ou afetar a liquidez na negociação das Ações na BOVESPA, conforme fator de risco "*Um mercado ativo e líquido para nossas Ações poderá não se desenvolver e a participação de Pessoas Vinculadas na Oferta poderá ter um impacto adverso na liquidez das Ações e impactar a definição do Preço por Ação, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta ao nosso Acionista Controlador*" constante da página 87 da seção "Fatores de Risco" deste Prospecto.

A seguir são apresentados montantes totais das comissões e dos recursos líquidos a serem recebidos por nós, calculados considerando o Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto:

	Preço (R$)[1]	Comissões (R$)[2][3]	Recursos líquidos para a Companhia (R$)[2][3]
Por Ação	1.023,00	77.901.163,56	1.869.627.925,44
Total	**1.023,00**	**77.901.163,56**	**1.869.627.925,44**

(1) Preço por Ação baseado no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Deduzido de comissões, e sem considerar demais despesas estimadas da Oferta ou tributos aplicáveis.
(3) Sem levar em conta os exercícios da Opção de Ações Adicionais e a Opção de Ações Suplementares.

Não será destinada qualquer quantia do Preço por Ação para formação de reserva de capital, sendo este montante integralmente destinado à formação de nosso capital social.

Custos de Distribuição

Abaixo segue descrição dos custos relativos à Oferta:

Comissões e Despesas	Valor (R$)[3]	% em Relação ao Valor Total da Oferta[2][3]
Comissão de Coordenação	11.685.174,53	0,6%
Comissão de Garantia Firme	35.055.523,60	1,8%
Comissão de Colocação	11.685.174,53	0,6%
Comissão de Incentivo[1]	19.475.290,89	1,0%
Total de Comissões	**77.901.163,56**	**4,0%**
Despesas com Taxas de Registro e Listagem	165.740,00	0,0%
Despesas com assessores financeiros[2]	117.839,00	0,0%
Despesas com advogados e consultores[2]	7.023.765,00	0,4%
Despesas com auditores externos[2]	800.000,00	0,0%
Outras Despesas[2]	1.200.000,00	0,1%
Total Despesas	**9.307.344,00**	**0,5%**
Total Geral	**87.208.507,56**	**4,5%**

(1) Comissão de Incentivo será de até 2,00%, podendo ser determinada após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* ao critério exclusivo da Companhia. Para fins de estimativa, nesta tabela e quando do cálculo e apresentação dos recursos líquidos da Oferta neste Prospecto Preliminar considerou-se, no entanto, o ponto médio da Comissão de Incentivo, equivalente a 1,00%.
(2) Despesas estimadas pela Companhia.
(3) Considerando o Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, e sem considerar os exercícios da Opção de Ações Adicionais e da Opção de Ações Suplementares.

Considerando o Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preço constante da capa deste Prospecto, assim como os custos de distribuição estimados acima, o custo unitário de distribuição seria de R$45,81 por ação. Neste cálculo não foram consideradas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

Além da remuneração prevista acima, no contexto da Oferta, nenhuma outra será contratada ou paga pela Companhia aos Coordenadores da Oferta, direta ou indiretamente, por força ou em decorrência do Contrato de Distribuição, sem prévia manifestação da CVM. O percentual da comissão identificado na tabela acima, acordado entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta, não sofrerá qualquer variação em decorrência do Preço por Ação.

Aprovações Societárias

A realização da Oferta foi aprovada em reunião de nosso Conselho de Administração realizada em 21 de novembro de 2007 e o grupamento de Ações na proporção de 22 Ações para 1 Ação foi aprovado em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 07 de dezembro de 2007. O aumento de capital, com exclusão do direito de preferência de nossos atuais acionistas, dentro do capital autorizado, bem como o Preço por Ação serão deliberados em reunião de nosso Conselho de Administração a ser realizada entre a conclusão do procedimento de *Bookbuilding* e a concessão do registro da Oferta pela CVM, e sua ata será publicada no jornal Valor Econômico e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro na data de publicação do Anúncio de Início.

Listagem e Negociação Restrita das Ações da Oferta

Celebramos o Contrato de Participação no Novo Mercado em 21 de novembro de 2007, cuja vigência está condicionada à publicação do Anúncio de Início da Oferta. Após a publicação do Anúncio de Início da Oferta, prevista para 14 de dezembro de 2007, nossas Ações serão negociadas no segmento do Novo Mercado da BOVESPA sob o código "MPX3".

Tendo em vista o atendimento a determinadas exigências do Ofício/CVM/SRE/GER-2/Nº2285/2007, datado de 07 de dezembro de 2007, procurando evitar a negociação das Ações entre investidores que não sejam suficientemente sofisticados e capacitados para entender os riscos associados ao investimento nas Ações, a Companhia e o Coordenador Líder desenvolveram mecanismo de restrição à negociação das Ações no mercado secundário, em particular, no âmbito da BOVESPA, cuja implementação será realizada com o auxílio da BOVESPA, conforme o qual somente será permitida a negociação das Ações em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, durante os primeiros 18 meses a contar da data do início das negociações das Ações na BOVESPA. Assim, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação apresentada na capa deste Prospecto Preliminar e o fato de que somente será permitida a negociação das Ações em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, qualquer negociação com as Ações na BOVESPA deverá ocorrer em volumes mínimos de R$102.300,00, por um período mínimo de 18 meses contado da data de início das negociações das Ações.

CRONOGRAMA E PROCEDIMENTOS DA OFERTA

Cronograma da Oferta

Encontra-se abaixo um cronograma estimado das etapas da Oferta, informando seus principais eventos a partir da publicação do Aviso ao Mercado:

Ordem dos Eventos	Eventos	Data
1.	Publicação do Aviso ao Mercado (sem o logotipo dos Participantes Especiais) Publicação e disponibilização da primeira versão do Prospecto Preliminar Início do Roadshow	28.11.2007
2.	Republicação do Aviso ao Mercado (com o logotipo dos Participantes Especiais) Início do Procedimento de *Bookbuilding* Início do Período de Reserva	05.12.2007
3.	Publicação do Aviso ao Mercado comunicado as alterações necessárias ao atendimento de determinadas exigências do Ofício/CVM/SRE/GER-2/Nº2285/2007 Republicação e disponibilização de nova versão do Prospecto Preliminar, contendo alterações necessárias ao atendimento de determinadas exigências do Ofício/CVM/SRE/GER-2/Nº2285/2007 Encerramento do Período de Reserva	10.12.2007
4.	Encerramento do Procedimento de *Bookbuilding* Encerramento das Apresentações de *Roadshow* Fixação do Preço por Ação Assinatura do Contrato de Distribuição e dos demais documentos da Oferta	12.12.2007[(1)]
5.	Concessão do Registro da Oferta Publicação do Anúncio de Início Disponibilização do Prospecto Definitivo	13.12.2007[(1)]
6.	Início de negociação das Ações objeto da Oferta na BOVESPA Início do prazo de exercício da Opção de Ações Suplementares	14.12.2007[(1)]
7.	Data de Liquidação	18.12.2007[(1)]
8.	Encerramento do prazo de exercício da Opção de Ações Suplementares	11.01.2008[(1)]
9.	Publicação do Anúncio de Encerramento	17.01.2008[(1)]

(1) Datas previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões, antecipações ou prorrogações a critério do Coordenador Líder, após notificação à Companhia e aos demais Coordenadores.

Procedimentos da Oferta

Após a disponibilização do Prospecto Preliminar, o encerramento do Período de Reserva, a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização do Prospecto Definitivo, os Coordenadores da Oferta e demais Instituições Participantes da Oferta realizarão a colocação pública das Ações da Oferta, em mercado de balcão não organizado, observado o disposto na Instrução CVM 400 e o esforço de dispersão acionária previsto no Regulamento do Novo Mercado, por meio de duas ofertas distintas, quais sejam, a Oferta de Dispersão, a ser realizada aos Investidores da Oferta de Dispersão, e a Oferta Institucional, a ser realizada aos Investidores da Oferta Institucional, sendo que a Oferta Institucional será realizada exclusivamente pelos Coordenadores da Oferta e Coordenadores Contratados.

Oferta de Dispersão

No contexto da Oferta de Dispersão, e a critério dos Coordenadores da Oferta, o montante de, no mínimo, 10% e, no máximo, 20% do total das Ações inicialmente ofertadas no âmbito da Oferta, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, será destinado prioritariamente à colocação pública aos investidores da Oferta de Dispersão que tenham realizado Pedido de Reserva de acordo com as condições ali previstas e o seguinte procedimento, em caráter irrevogável e irretratável (exceto pelo disposto nos itens (viii), (ix) e (x) abaixo):

(i) durante o Período de Reserva, conforme o caso, cada Investidor Qualificado interessado em participar da Oferta de Dispersão deverá ter realizado pedido de reserva de Ações, irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto nos itens (viii), (ix) e (x) abaixo, mediante preenchimento de Pedido de Reserva perante uma única Instituição Participante da Oferta Brasileira, sem necessidade de depósito do valor do investimento pretendido, observados o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 e o valor máximo de R$1.000.000,00 por investidor interessado em participar da Oferta de Dispersão, sendo que tais investidores poderão estipular, no Pedido de Reserva, um preço máximo por Ação como condição de eficácia de seu Pedido de Reserva, sem necessidade de posterior confirmação, conforme previsto no parágrafo 3º do artigo 45 da Instrução CVM 400. Nesse caso, o respectivo Pedido de Reserva será automaticamente cancelado na hipótese do Preço por Ação ser fixado em valor superior ao valor estipulado pelo Investidor da Oferta de Dispersão. Cada Investidor Qualificado interessado em participar da Oferta de Dispersão deverá ler cuidadosamente os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva, especialmente os procedimentos relativos à liquidação da Oferta, e as informações constantes do Prospecto Preliminar e Prospecto Definitivo. Além disso, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, tal investidor deverá verificar com a Instituição Participante da Oferta Brasileira de sua preferência, se tal instituição exigirá, a seu exclusivo critério, a manutenção de recursos em conta de investimento nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva. **Finalmente, ressaltamos que todos os Pedidos de Reserva serão atendidos em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, tendo em vista o atendimento a determinadas exigências do Ofício/CVM/SRE/GER-2/Nº2285/2007, datado de 07 de dezembro de 2007, conforme o qual foi desenvolvido pela Companhia e pelo Coordenador Líder mecanismo de restrição à negociação das Ações para viabilizar um mecanismo de restrição à negociação das Ações na BOVESPA por investidores que não sejam suficientemente sofisticados e capacitados para entender os riscos associados ao investimento nas Ações, o qual se encontra descrito em maiores detalhes na página 49 deste Prospecto, seção "Descrição da Oferta – Listagem e Negociação Restrita das Ações da Oferta"**;

(ii) caso seja verificado excesso de demanda superior a 1/3 das Ações (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), não será permitida a colocação, pelas Instituições Participantes da Oferta, de Ações junto a investidores que tenham realizada Pedidos de Reserva no contexto da Oferta de Dispersão e que sejam Pessoas Vinculadas, hipótese em que seus respectivos Pedidos de Reserva serão automaticamente cancelados pela Instituição Participante da Oferta que o tenha recebido;

(iii) caso o total de Ações objeto dos Pedidos de Reserva seja igual ou inferior ao montante de Ações destinado aos Investidores Qualificados que participarem da Oferta de Dispersão, não haverá Rateio, observada a alocação exclusiva de lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações;

(iv) caso o total de Pedidos de Reserva dos Investidores Qualificados que participarem da Oferta de Dispersão exceda o total de Ações destinadas à Oferta de Dispersão indicado acima, será realizado rateio entre todos estes investidores, observando-se a alocação exclusiva de lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, sendo que (a) até o limite de R$300.000,00, inclusive, o critério de rateio será a divisão igualitária e sucessiva dos lotes de 100 Ações destinados à Oferta de Dispersão entre todos os Investidores Qualificados que tiverem apresentado Pedido de Reserva nos termos do item (i) acima, limitada ao valor individual de cada Pedido de Reserva e à quantidade total de lotes de 100 Ações, e (b) uma vez atendido o critério descrito na alínea (a) acima, os lotes de 100 Ações destinados à Oferta de Dispersão remanescentes serão rateados proporcionalmente ao valor dos respectivos Pedidos de Reserva entre todos os Investidores Qualificados participantes da Oferta de Dispersão. Não será realizada alocação fracionária dos lotes de 100 Ações destinados à Oferta de Dispersão. Opcionalmente, a critério dos Coordenadores da Oferta, a quantidade de Ações destinada à Oferta de Dispersão poderá ser aumentada para que os pedidos excedentes dos Investidores Qualificados no contexto da Oferta de Dispersão possam ser total ou parcialmente atendidos, sendo que, no caso de atendimento parcial, será observado o mesmo critério de rateio;

(v) até as 16:00 horas do primeiro dia útil subseqüente à data de publicação do Anúncio de Início, serão informados a cada Investidor Qualificado que tiver participado da Oferta de Dispersão pela Instituição Participante da Oferta Brasileira que tenha recebido o Pedido de Reserva, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por fac-símile, telefone ou correspondência, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas (ajustada, se for o caso, em decorrência do Rateio) e o valor do respectivo investimento, sendo que, em qualquer caso, o valor do investimento será limitado àquele indicado no respectivo Pedido de Reserva;

(vi) até as 10:30 horas da Data de Liquidação, cada Investidor Qualificado que tiver participado da Oferta de Dispersão deverá realizar o pagamento, em recursos imediatamente disponíveis, do valor indicado no item (v) acima junto à Instituição Participante da Oferta Brasileira em que realizar seu respectivo Pedido de Reserva, sob pena de, em não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva automaticamente cancelado;

(vii) na Data de Liquidação, após confirmado o crédito correspondente ao produto da colocação das Ações na conta de liquidação da CBLC e a verificação de que a Companhia realizou o depósito das Ações junto ao serviço de custódia da CBLC, a CBLC, em nome de cada uma das Instituições Participantes da Oferta Brasileira junto à qual o Pedido de Reserva tenha sido realizado, entregará a cada Investidor da Oferta de Dispersão o número de Ações correspondente à relação entre o valor do investimento pretendido constante do Pedido de Reserva e o Preço por Ação, ressalvadas as possibilidades de desistência e cancelamento previstas nos itens (viii), (ix) e (x) abaixo e a possibilidade de rateio prevista no item (iv). Caso tal relação resulte em fração de Ação, o valor do investimento será limitado ao valor correspondente ao maior número inteiro de Ações;

(viii) caso (a) seja verificada divergência relevante entre as informações constantes deste Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo que altere substancialmente o risco assumido pelo Investidor da Oferta de Dispersão ou a sua decisão de investimento; (b) a Oferta seja suspensa, nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 400; e/ou (c) a Oferta seja modificada, nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, o Investidor Qualificado que tiver participado da Oferta de Dispersão poderá desistir do Pedido de Reserva, devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Participante da Oferta que tenha recebido o Pedido de Reserva (i) até as 16:00 horas do quinto dia útil subseqüente à data de disponibilização do Prospecto Definitivo, no caso da alínea (a) acima; e (ii) até as 16:00 horas do quinto dia útil subseqüente à data em que for comunicada por escrito a suspensão ou a modificação da Oferta, no caso das alíneas (b) e (c) acima. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão não informe sua decisão de desistência do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, o Pedido de Reserva será considerado válido e o Investidor da Oferta de Dispersão deverá efetuar o pagamento do valor do investimento. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão já tenha efetuado o pagamento nos termos do item (vi) acima e venha a desistir do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se a alíquota for superior a zero, dos valores relativos à incidência da CPMF, no prazo de três dias úteis contados do pedido de cancelamento do Pedido de Reserva;

(ix) caso não haja conclusão da Oferta ou em caso de resilição do Contrato de Distribuição, todos os Pedidos de Reserva serão cancelados e a Instituição Participante da Oferta comunicará ao Investidor Qualificado que com ela tenha realizado Pedido de Reserva, o cancelamento da Oferta, o que poderá ocorrer, inclusive, mediante publicação de aviso ao mercado. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão já tenha efetuado o pagamento nos termos do item (vi) acima, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se a alíquota for superior a zero, dos valores relativos à incidência da CPMF, no prazo de três dias úteis contados da comunicação do cancelamento da Oferta; e

(x) na hipótese de haver descumprimento, por qualquer um dos Coordenadores Contratados ou dos Participantes Especiais, de qualquer das normas de conduta previstas na regulamentação aplicável à Oferta, incluindo, sem limitação, aquelas previstas na Instrução CVM 400, tal Coordenador Contratado ou Participante Especial deixará de integrar o grupo de instituições financeiras responsáveis pela colocação das Ações no âmbito da Oferta, pelo que serão cancelados todos os Pedidos de Reserva que tenha recebido. O Coordenador Contratado ou o Participante Especial a que se refere este item (x) deverá informar imediatamente os Investidores da Oferta de Dispersão de quem tenham recebido Pedido de Reserva sobre o referido cancelamento.

As Instituições Participantes da Oferta somente atenderão aos Pedidos de Reserva feitos por Investidores da Oferta de Dispersão titulares de conta corrente bancária ou de conta de investimento neles aberta ou mantida pelo respectivo investidor.

Oferta Institucional

A Oferta Institucional também será direcionada exclusivamente aos Investidores Qualificados, compreendendo, contudo, Investidores Qualificados Brasileiros, cujos valores de investimento excedam o limite de aplicação de R$1.000.000,00, bem como determinados Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de portfolio nos termos da Resolução CMN 2689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei 4.131.

As Ações não destinadas à Oferta de Dispersão, bem como os lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações destinados à Oferta de Dispersão que não tiverem sido alocados serão destinados inicialmente à colocação pública junto a Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros, de acordo com o seguinte procedimento:

(i) os Investidores Qualificados Brasileiros interessados em participar da Oferta deverão apresentar suas intenções de investimento durante o Procedimento de *Bookbuilding*, inexistindo pedidos de reserva ou limites máximos de investimento;

(ii) caso seja verificado excesso de demanda superior a 1/3 das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), não será permitida a colocação, por qualquer Instituição Participante da Oferta aos Investidores Qualificados Brasileiros que sejam Pessoas Vinculadas, hipótese em que as intenções de investimento realizadas por Investidores Qualificados Brasileiros que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente canceladas;

(iii) caso as intenções de investimento obtidas durante o Procedimento de *Bookbuilding* excedam o total de Ações remanescentes após o atendimento da Oferta de Dispersão, os Coordenadores da Oferta darão prioridade aos Investidores Qualificados que, a seu exclusivo critério, melhor atendam o objetivo da Oferta de criar uma base diversificada de investidores, integrada por investidores com diferentes critérios de avaliação das nossas perspectivas, nosso setor de atuação e a conjuntura macroeconômica brasileira e internacional;

(iv) até as 16:00 horas do primeiro dia útil subseqüente à data de publicação do Anúncio de Início, o Coordenador Líder informará aos Investidores Qualificados, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por telefone ou fac-símile, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas e o Preço por Ação; e

(v) a entrega das Ações alocadas deverá ser efetivada na Data de Liquidação, mediante pagamento em moeda corrente nacional, à vista e em recursos imediatamente disponíveis, do Preço por Ação multiplicado pela quantidade de Ações alocadas na Oferta, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição.

A subscrição das Ações da Oferta será formalizada mediante assinatura de boletim de subscrição, cujos modelos finais tenham sido apresentados à CVM.

Desistência da Oferta por Investidores Qualificados

Tendo em vista o atendimento a determinadas exigências do Ofício/CVM/SRE/GER-2/Nº2285/2007, datado de 07 de dezembro de 2007, conforme o qual foi desenvolvido pela Companhia e pelo Coordenador Líder mecanismo de restrição à negociação das Ações na BOVESPA por investidores que não sejam suficientemente sofisticados e capacitados para entender os riscos associados ao investimento nas Ações, descrito em maiores detalhes na página 49 deste Prospecto Preliminar, seção "Descrição da Oferta – Listagem e Negociação Restrita das Ações da Oferta", foram realizadas alterações na estrutura da Oferta que resultaram na publicação do Aviso ao Mercado, datado de 10 de dezembro de 2007, e na publicação e disponibilização desta versão do Prospecto Preliminar. Em razão das alterações implementadas, nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, os Investidores Qualificados que até a data deste Prospecto já tiverem realizado reservas no contexto da Oferta de Dispersão ou apresentado ordens de investimento no contexto da Oferta Institucional poderão desistir de seu respectivo Pedido de Reserva ou ordem de investimento devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Participante da Oferta Brasileira que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva ou ordem de investimento até as 16 horas do 5o dia útil contado da publicação do referido Aviso ao Mercado, qual seja dia 14 de dezembro de 2007 ("Período de Desistência"), sendo que caso não informe sua decisão de desistência dentro do Período de Desistência, o respectivo Pedido de Reserva ou ordem de investimento será considerado válido e o valor do investimento devido na Data de Liquidação.

Prazo

A data de início da Oferta será divulgada mediante a publicação do Anúncio de Início, em conformidade com o previsto no artigo 52 da Instrução CVM 400. O prazo de distribuição das Ações é de até seis meses contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início, o Prazo de Distribuição. A liquidação física e financeira da Oferta, observado o disposto abaixo, deverá ser realizada dentro do prazo de até três dias úteis, contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início, a Data de Liquidação.

Caso a totalidade das Ações alocadas não tenha sido subscrita no prazo de até três dias úteis, contados a partir da data da publicação do Anúncio de Início, os Coordenadores da Oferta subscreverão, ao final de tal prazo, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre o número de Ações (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) e o número de Ações efetivamente distribuídas ao mercado e liquidadas pelos investidores que as subscreveram.

Investimento nas Ações

O investimento em valores mobiliários, tais como as Ações, representa um investimento de risco, uma vez que é um investimento em renda variável e, assim, os Investidores Qualificados que pretendam investir nas Ações estão sujeitos à volatilidade do mercado de capitais. Veja a seção "Fatores de Risco", nas páginas 70 a 87 deste Prospecto.

Informações sobre a Garantia Firme de Liquidação

A garantia firme de liquidação consiste na obrigação de cada Coordenador da Oferta subscrever, na Data de Liquidação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (a) o número de Ações objeto da garantia firme de liquidação prestada por cada um, nos termos do Contrato de Distribuição, e (b) o número de Ações efetivamente colocadas no mercado e efetivamente pagas pelos investidores. Tal garantia será vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de *Bookbuilding* e celebrado o Contrato de Distribuição. Em caso de exercício da garantia firme de liquidação e posterior revenda das Ações ao público por qualquer um dos Coordenadores da Oferta até a publicação do Anúncio de Encerramento, o preço de revenda será o preço de mercado das Ações, limitado ao Preço por Ação, ressalvadas as atividades de estabilização a serem contratadas pela Companhia mediante a celebração do Contrato de Estabilização. No exercício da Garantia Firme de Liquidação, cada Coordenador da Oferta terá a obrigação de subscrever Ações (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) de acordo com a tabela abaixo:

Coordenador da Oferta	Número de Ações Objeto da Garantia Firme de Liquidação	Percentual (%)
UBS Pactual	475.935	25
Merrill Lynch	475.936	25
Itaú BBA	475.936	25
Santander	475.936	25

Contrato de Distribuição e *Placement Facilitation Agreement*

Celebraremos com os Coordenadores da Oferta e a CBLC (como interveniente anuente) o Contrato de Distribuição. De acordo com os termos do Contrato de Distribuição, os Coordenadores da Oferta realizarão a distribuição, em regime de garantia firme de liquidação, da totalidade das Ações objeto da Oferta.

Nos termos do *Placement Facilitation Agreement*, a ser celebrado entre os Agentes de Colocação Internacional e a Companhia, na mesma data de celebração do Contrato de Distribuição, os Agentes de Colocação Internacional realizarão esforços de colocação das Ações exclusivamente no exterior. As Ações que forem objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional serão obrigatoriamente subscritas, liquidadas e pagas aos Coordenadores da Oferta, em reais. As Ações serão ofertadas pelas Instituições Participantes da Oferta e pelos Agentes de Colocação Internacional pelo Preço por Ação.

O Contrato de Distribuição e o *Placement Facilitation Agreement* estabelecem que a obrigação dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional de efetuarem o pagamento pelas Ações está sujeita a determinadas condições, tais como (i) a entrega de opiniões legais por nossos e seus assessores jurídicos; (ii) a assinatura de termos de restrição à negociação de Ações pela nossa Companhia, por nossos administradores. De acordo com o Contrato de Distribuição e o *Placement Facilitation Agreement*, a Companhia se obriga a indenizar os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional em certas circunstâncias e contra determinadas contingências, conforme detalhado a seguir.

O *Placement Facilitation Agreement* apresenta uma cláusula de indenização em favor dos Agentes de Colocação Internacional para indenizá-los caso qualquer um deles venha a sofrer perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Memorandum* ou no *Offering Memorandum*, hipótese na qual os Agentes de Colocação Internacional terão o direito de regresso contra a nossa Companhia. O *Placement Facilitation Agreement* possui declarações específicas em relação à observância de isenções das leis de valores mobiliários dos EUA, as quais, se descumpridas poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais. Em cada um dos casos indicados acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra a nossa Companhia no exterior. Estes procedimentos no exterior, em especial nos EUA, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos EUA para o cálculo das indenizações devidas nestes processos. Além disso, devido ao sistema processual dos EUA, as partes envolvidas em um litígio são obrigadas a arcar com altos custos na fase inicial do processo, o que penaliza companhias sujeitas a tais processos mesmo que fique provado que nenhuma improbidade foi cometida. A eventual condenação da Companhia em um processo no exterior em relação a incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Memorandum* ou no *Offering Memorandum*, se envolver valores elevados, poderá ter um impacto significativo e adverso para a nossa Companhia.

Após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, uma versão assinada do Contrato de Distribuição estará disponível para consulta e obtenção de cópias junto à Companhia, ao Coordenador Líder e à CVM, nos endereços indicados no item "Informações Complementares da Oferta" na página 60 abaixo.

Restrições à Negociação das Ações (*lock-up*)

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subseqüentes à Oferta, após a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado, nosso(s) acionista(s) controlador(es) e administradores não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares, imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, nosso(s) acionista(s) controlador(es) e administradores não poderão, pelo período de seis meses adicionais, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Adicionalmente, nossa Companhia, cada um dos membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria, que detiverem ações de nossa emissão, celebrarão acordos de restrição à venda de ações de emissão da nossa Companhia (*lock ups*), por meio dos quais nos comprometeremos, sujeitos tão somente às exceções previstas em referidos acordos, durante o período de 180 dias contados da data do Prospecto Definitivo, a:

(i) não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar, conceder qualquer opção de compra ou de qualquer outra forma dispor ou conceder quaisquer direitos, registrar documento de registro nos termos do *Securities Act* ou das leis brasileiras, em todos os casos relacionados a, qualquer ação de nossa emissão ou qualquer opção ou *warrant* de compra de qualquer ação de nossa emissão ou qualquer valor mobiliário conversível em, ou permutável por, ou que represente o direito de receber ações de nossa emissão; e

(ii) não celebrar qualquer contrato de swap ou qualquer acordo que transfira à outra parte, em todo ou parte, qualquer valor econômico decorrente da titularidade das ações de nossa emissão ou de qualquer valor mobiliário conversível, passível de exercício ou permutável por ações de nossa emissão, ou de *warrants* ou outro direito de compra de ações de nossa emissão, caso tal operação seja realizada pela entrega das ações de nossa emissão ou de qualquer valor mobiliário, por dinheiro ou outra forma, e a não publicar anúncio com a intenção de efetuar qualquer operação descrita neste parágrafo.

Estabilização do Preço por Ação

O Coordenador Líder, por intermédio da UBS Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., poderá realizar atividades de estabilização de preço das Ações, no prazo de até 30 dias contados da data de Início de Negociação, por meio de operações de compra e venda de Ações em conformidade com as disposições legais aplicáveis e o Contrato de Estabilização, o qual deverá ser aprovado pela BOVESPA e pela CVM antes da publicação do Anúncio de Início.

Após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, uma versão assinada do Contrato de Estabilização estará disponível para consulta e obtenção de cópias junto à Companhia, aos Coordenadores da Oferta e à CVM, nos endereços indicados no item "Informações Complementares da Oferta".

Direitos, Vantagens e Restrições da Ações

As Ações garantem aos seus titulares os seguintes direitos:

(i) direito de voto nas Assembléias Gerais de nossa Companhia;

(ii) direito ao dividendo mínimo obrigatório, em cada exercício social, equivalente a 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações;

(iii) em caso de alienação a título oneroso do controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, direito de alienação de suas Ações nas mesmas condições asseguradas ao acionista controlador alienante;

(iv) todos os demais direitos assegurados às Ações, nos termos previstos no Regulamento do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e na Lei das Sociedades por Ações; e

(v) direito ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia a partir da Data de Liquidação.

As Ações de emissão da Companhia serão listadas na BOVESPA sob o símbolo "MPXE3".

Admissão à Negociação de Ações e Participação no Novo Mercado

Em 21 de novembro de 2007, celebramos Contrato de Participação no Novo Mercado, o qual terá eficácia na data de publicação do Anúncio de Início da Oferta. Nossas Ações passarão a ser negociadas no Novo Mercado sob o código "MPXE3" no dia útil seguinte à publicação do referido Anúncio de Início.

Conforme também indicado na página 49 deste Prospecto Preliminar, seção "Descrição da Oferta – Listagem e Negociação Restrita das Ações da Oferta", a Companhia e o Coordenador Líder desenvolveram mecanismo de restrição à negociação das Ações no mercado secundário, em particular, no âmbito da BOVESPA, cuja implementação será realizada com o auxílio da BOVESPA, conforme o qual somente será permitida a negociação das Ações em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, durante os primeiros 18 meses a contar da data do início das negociações das Ações na BOVESPA. Assim, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação apresentada na capa deste Prospecto Preliminar e o fato de que somente será permitida a negociação das Ações em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, qualquer negociação com as Ações na BOVESPA deverá ocorrer em volumes mínimos de R$102.300,00, por um período mínimo de 18 meses contado da data de início das negociações das Ações.

Não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil.

Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação

Nós poderemos requerer que a CVM nos autorize a modificar ou cancelar a Oferta, caso ocorram alterações posteriores, materiais e inesperadas nas circunstâncias inerentes à Oferta, inexistentes na data do pedido de registro de distribuição, que resultem em um aumento relevante nos riscos assumidos por nós. Adicionalmente, nós poderemos modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorar seus termos e condições para os investidores, conforme disposto no parágrafo 3°, do artigo 25 da Instrução CVM 400. Caso o requerimento de modificação das condições da Oferta seja aceito pela CVM, o prazo para distribuição da Oferta poderá ser adiado em até 90 dias, contados da aprovação do pedido de registro. Se a Oferta for cancelada, os atos de aceitação anteriores e posteriores ao cancelamento serão considerados ineficazes.

A revogação ou qualquer modificação da Oferta será imediatamente divulgada no jornal Valor Econômico e no jornal Gazeta Mercantil, veículo também usado para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400. Após a publicação do Anúncio de Retificação, os Coordenadores da Oferta somente aceitarão ordens no Procedimento de *Bookbuilding* e Pedidos de Reserva daqueles Investidores Qualificados que se declararem cientes dos termos do Anúncio de Retificação. Os Investidores Qualificados que já tiverem aderido à Oferta serão considerados cientes dos termos do Anúncio de Retificação quando, passados cinco dias úteis de sua publicação, não revogarem expressamente suas ordens no Procedimento de *Bookbuilding* ou seus Pedidos de Reserva. Nesta hipótese, as Instituições Participantes da Oferta presumirão que os investidores pretendem manter a declaração de aceitação.

Em qualquer hipótese, a revogação torna ineficazes a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores, devendo ser restituídos integralmente aos investidores aceitantes os valores dados em contrapartida às Ações, sem qualquer acréscimo, conforme disposto no artigo 26 da Instrução CVM 400, sendo permitida a dedução do valor relativo à CPMF, conforme aplicável.

Suspensão e Cancelamento da Oferta

Nos termos do artigo 19 da Instrução CVM 400, a CVM (a) poderá suspender ou cancelar, a qualquer tempo, uma oferta que: (i) esteja se processando em condições diversas das constantes da Instrução CVM 400 ou do registro; ou (ii) tenha sido havida por ilegal, contrária à regulamentação da CVM ou fraudulenta, ainda que após obtido o respectivo registro; e (b) deverá suspender qualquer oferta quando verificar ilegalidade ou violação de regulamento sanáveis. O prazo de suspensão de uma oferta não poderá ser superior a 30 dias, durante o qual a irregularidade apontada deverá ser sanada. Findo tal prazo sem que tenham sido sanados os vícios que determinaram a suspensão, a CVM deverá ordenar a retirada da referida oferta e cancelar o respectivo registro.

A suspensão ou o cancelamento da Oferta será informado aos investidores que já tenham aceitado a Oferta, sendo-lhes facultado, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o 5° dia útil posterior ao recebimento da respectiva comunicação. Todos os investidores que tenham revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão, conforme previsto acima, terão direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida às Ações, conforme o disposto no parágrafo único do artigo 20 da Instrução CVM 400, no prazo de até três dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária, com a dedução do valores relativos à CPMF.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O COORDENADOR LÍDER

Exceto no que se refere à Oferta, o Coordenador Líder não possui atualmente qualquer relacionamento com a Companhia. Entretanto, a Companhia poderá, no futuro, contratar o Coordenador Líder ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, financiamentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução de suas atividades. No âmbito da Oferta, exceto as comissões descritas neste Prospecto, o Coordenador Líder não receberá nenhum valor adicional, nem há qualquer contrato cuja condição seja a realização da presente Oferta ou remuneração esteja atrelada ou ao Preço por Ação.

Operações com derivativos

O UBS AG, London Branch, e/ou suas afiliadas, poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos tendo as Ações como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar a seus clientes a taxa de retorno das Ações, contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (operações de *total return swap*). O UBS AG, London Branch, e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações no âmbito da Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E A MERRILL LYNCH

Com exceção dos serviços relacionados à Oferta, o Merrill Lynch, suas controladas, controladoras, coligadas e sociedades sob seu controle comum, não mantêm relações comerciais com a Companhia e suas subsidiárias, podendo, contudo, no futuro, prestar-lhes serviços de banco de investimento, consultoria financeira e outros serviços pelos quais poderão receber comissões em termos e condições usuais de mercado. No âmbito da Oferta, exceto as comissões descritas neste Prospecto, a Merrill Lynch não receberá nenhum valor adicional, nem há qualquer contrato cuja condição seja a realização da presente Oferta ou remuneração esteja atrelada ou ao Preço por Ação.

Operações com derivativos

Merrill Lynch International, suas controladas, controladoras, coligadas e demais sociedades do grupo Merrill Lynch sob controle comum da Merrill Lynch & Co., Inc. podem celebrar operações com derivativos de Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. MLI poderá adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O ITAÚ BBA

Além do relacionamento decorrente da Oferta, o Itaú BBA e outras sociedades do seu grupo econômico mantêm relacionamento comercial com a Companhia que consiste em um (i) empréstimo em moeda estrangeira no valor de US$10,718 milhões (R$20 milhões), com vencimento em 17 de março de 2008 e taxa de juros de 7,2% ao ano, somada à variação do dólar; (ii) empréstimo em moeda estrangeira no valor de US$20 milhões (R$36,800 milhões), com vencimento em 04 de janeiro de 2008 e taxa de juros de 7,2% ao ano, somado à variação do dólar; e (iii) empréstimo em moeda estrangeira no valor de US$60 milhões (R$107,520 milhões), com vencimento em 04 de janeiro de 2007 e taxa de juros de 7,2% ao ano, somada à variação do dólar. Adicionalmente, o Itaú BBA e sociedades do seu grupo econômico mantêm amplo relacionamento com sociedades do grupo da MPX, que incluem a emissão de cartas de crédito, operações de repasse de recursos externos, operações de *project finance*, fiança, repasse de recursos do BNDES e operações de derivativo, serviços de *cash management* e aplicações financeiras. Sem considerar os empréstimos adquiridos pela Companhia, o Itaú BBA concedeu crédito no volume total aproximado de R$346 milhões, cujas parcelas tem vencimento entre 2007 e 2019. O grupo MPX possui cerca de R$450 milhões em aplicação no Itaú BBA. No âmbito da oferta, exceto as comissões descritas neste Prospecto, o Itaú BBA não receberá nenhum valor adicional, nem há qualquer contrato cuja condição seja a realização da presente Oferta ou remuneração atrelada ao Preço por Ação.

Operações com derivativos

O Itaú Securities, Inc., e/ou suas afiliadas, poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos tendo as Ações como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar a seus clientes a taxa de retorno das Ações, contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (operações de *total return swap*). O Itaú Securities, Inc., e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações no âmbito da Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O SANTANDER

O Santander mantém relacionamento comercial com a Companhia que consiste na prestação de assessoria financeira para financiamento da UTE Porto do Açu com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de R$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI vai de 0,75% ao ano a 0,90% ao ano; (ii) parcela de longo prazo no montante de R$1 bilhão, com garantia firme do Santander, que será composto por (a) linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo do repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%, (b) *mix* de linhas do BID e Agências Multilaterais com custo acima da Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875%, (c) linhas de crédito oriundas de Agências de Crédito de Exportação, com custo Libor podendo variar entre 0,05% a 0,40%. Os prazos das linhas podem chegar a 17 anos. O Santander, em sua função de assessor financeiro envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000. Além deste relacionamento comercial e da presente Oferta, o Santander ou sociedades do seu conglomerado econômico não mantém outras relações comerciais relevantes com a Companhia, contudo, a Companhia poderá, no futuro, contratar o Santander ou sociedades do seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, financiamentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução de suas atividades. No âmbito da Oferta, exceto as comissões descritas neste Prospecto, o Santander não receberá nenhum valor adicional, nem há qualquer contrato cuja condição seja a realização da presente Oferta ou remuneração esteja atrelada ao Preço por Ação.

RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E OS COORDENADORES CONTRATADOS

Relacionamento entre a Companhia e o Citi

O Citi mantém relações comerciais com a companhia que consiste na assessoria econômico e financeira para financiamento: (i) da UTE Pecém, para a obtenção de linhas de longo prazo junto ao BNDES estimada em US$569 milhões e ao BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$441 milhões para as modalidades de *A Loan* e *B Loan*; e (ii) da UTE Termomaranhão, para a obtenção linhas de crédito junto ao BNDES estimada em R$160 milhões e ao BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$240 milhões para as modalidades de *A Loan* e *B Loan*. O prazo para os financiamentos do BNDES é de 17.8 anos e para o BID ou agências multilaterais de até 16 anos. Estes contratos de assessoria financeira não geram qualquer responsabilidade do Citi realizar qualquer tipo de financiamento para os projetos de geração da Companhia acima mencionados. Além desses contratos de assessoria, o Citi concedeu empréstimos de curto prazo no montante de (a) US$280 milhões para o projeto UTE Pecém, com desembolso no primeiro ano do projeto e vencimento no momento da disponibilização das linhas de longo prazo, e (b) US$160 milhões para o projeto UTE Termomaranhão, também com desembolso no primeiro ano do projeto e vencimento no momento da disponibilização das linhas de longo prazo. Com exceção dos contratos acima mencionados, o Citi ou sociedades do seu conglomerado econômico não mantém outras relações comerciais relevantes com a Companhia, contudo, a Companhia poderá, no futuro, contratar o Citi ou sociedades do seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, financiamentos, emissão de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução de suas atividades. No âmbito da Oferta, exceto as comissões descritas neste Prospecto, o Citi não receberá nenhum valor adicional, nem há qualquer contrato cuja condição seja a realização da presente Oferta ou remuneração esteja atrelada ao Preço por Ação.

Relacionamento entre a Companhia e o Unibanco

Além do relacionamento decorrente da oferta, o Unibanco e outras sociedades do seu grupo econômico mantêm relacionamento comercial com a Companhia que consiste na prestação de fiança em benefício da Companhia no valor de R$21.014.300,00, com vencimento em 21 de dezembro de 2008. O Unibanco ou sociedades do seu conglomerado econômico não mantém outras relações comerciais relevantes com a Companhia, contudo, a Companhia poderá, no futuro, contratar o Unibanco ou sociedades do seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, financiamentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de bancos de investimento, formador de mercado, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução de suas atividades. No âmbito da Oferta, exceto as comissões descritas neste Prospecto, o Unibanco não receberá nenhum valor adicional, nem há qualquer contrato cuja condição seja a realização da presente Oferta ou remuneração esteja atrelada ou ao Preço por Ação.

INSTITUIÇÃO FINANCEIRA ESCRITURÁRIA DAS AÇÕES

A instituição financeira contratada para a prestação de serviços de escrituração das Ações é o Banco Itaú S.A.

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA OFERTA

Os Coordenadores da Oferta recomendam aos investidores, antes de tomarem qualquer decisão de investimento relativa às Ações ou à Oferta, a leitura cuidadosa deste Prospecto. A leitura deste Prospecto possibilita aos investidores uma análise detalhada dos termos e condições da Oferta e dos riscos a ela inerentes. Para a obtenção de mais informações sobre a Oferta, os investidores interessados deverão dirigir-se à CVM, nos seguintes endereços: (a) Rua Sete de Setembro nº 111, 5° andar, Rio de Janeiro - RJ, tel.: (0xx21) 3233-8686 ou (b) Rua Cincinato Braga n° 340, 2° andar, Edifício Delta Plaza, São Paulo - SP, tel.: (0xx11) 2146-2000, ou contatar quaisquer das Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados abaixo:

Coordenadores da Oferta

Banco UBS Pactual S.A. – Coordenador Líder
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 9º andar
São Paulo – SP
At.: Sr. Fabio Nazari
Tel: (0xx11) 3383-2000
Fax: (0xx11) 3383-2001
E-mail: fabio.nazari@ubs.com
Internet: http://www.ubs.com/1/p/ubslatinamerica/capital_markets.html

Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 18º andar
São Paulo – SP
At.: Sr. João Paulo Torres
Tel: (0xx11) 2188-4000
Fax: (0xx11) 2188-4009
E-mail: joaopaulo_torres@ml.com
Internet: http://www.merrilllynch-brasil.com.br

Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima nº 3.400, 5º andar
São Paulo – SP
At.: Sr. Fernando Fontes Iunes
Tel: (0xx11) 3708-8000
Fax: (0xx11) 3708-8107
E-mail: ffiunes@itaubba.com.br
Internet: www.itaubba.com.br (ao acessar esta página, o investidor deverá clicar em "Prospectos – Mercado de Capitais")

Banco Santander S.A.
Rua Hungria, nº 1.400
São Paulo – SP
At.: Sr. Glenn Mallett
Tel: (0xx11) 3012-7181
Fax: (0xx11) 3012-7393
E-mail: gmallett@santander.com.br
Internet: www.superbroker.com.br (ao acessar esta página, o investidor deverá clicar em "Últimas Oferta Públicas")

Coordenadores Contratados

Citibank Global Markets, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
At.: Sr. Roberto Serwaczak
Avenida Paulista nº 1.111, 11º andar
São Paulo – SP
Tel: (0xx11) 4009-7449
Fax: (0xx11) 4009-5549
E-mail: roberto.serwaczak@citi.com
Internet: www.citibank.com.br/corporate

UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A.
At.: Sr. Álvaro Carramaschi
Avenida Eusébio Matoso nº 891, 20º andar
São Paulo – SP
Tel: (0xx11) 3097-1213
Fax: (0xx11) 3813-2675
E-mail: alvaro.carramaschi@unibanco.com.br
Internet: www.unibanco.com.br/prospectos

Participantes Especiais

Informações dos Participantes Especiais, incluindo as corretoras de títulos e valores mobiliários credenciadas junto à CBLC para participar da Oferta, podem ser obtidas no Aviso ao Mercado. Informações adicionais sobre as Corretoras Consorciadas poderão ser obtidas na CBLC, por meio do *website* www.cblc.com.br.

IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

1. MPX Energia S.A.
Praia do Flamengo, nº 154, 10º andar
22210-030 – Flamengo
Rio de Janeiro, Rio de Janeiro
Sr. Eduardo Karrer
Diretor de Relações com Investidores
Tel: (21) 2555-5664
Fax: (21) 2555-5676
E-mail: ri@mpx.com.br

2. COORDENADORES DA OFERTA

Coordenador Líder

Banco UBS Pactual S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 9º andar
04538-133 São Paulo, São Paulo
At.: Sr. Fábio Nazari
Tel: (11) 3383-2270
Fax: (11) 3383-2474
E-mail: fabio.nazari@ubs.com

Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 18º andar
São Paulo – SP
At.: Sr. João Paulo Torres
Tel: (0xx11) 2188-4000
Fax: (0xx11) 2188-4009
E-mail: joaopaulo_torres@ml.com

Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 5º andar
At.: Sr. Fernando Fontes Iunes
São Paulo – SP
Tel: (0xx11) 3708-8000
Fax: (0xx11) 3708-8107
E-mail: ffiunes@itaubba.com.br

Banco Santander S.A.
Rua Hungria, nº 1.400
São Paulo – SP
At.: Sr. Glenn Mallett
Tel: (0xx11) 3012-5322
Fax: (0xx11) 3012-7393
E-mail: gmallett@santander.com.br

3. CONSULTORES LEGAIS

3.1. Consultor da MPX para Direito Brasileiro

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados
Alameda Joaquim Eugênio de Lima, nº 447
01403-001 São Paulo, São Paulo
At: Sr. Carlos Barbosa Mello
Tel: (11) 3147-7600
Fax: (11) 3147-7770
E-mail: cmello@mattosfilho.com.br

3.2. Consultor da MPX para Direito dos Estados Unidos da América

Davis Polk & Wardwell
450 Lexington Avenue
New York, NY 10017, USA
At.: Sr. Manuel Garcia Diaz
Tel: (1-212) 450-6095
Fax: (1-212) 450-3428

3.3. Consultor dos Coordenadores para Direito Brasileiro

Machado, Meyer, Sendacz e Opice
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3.144, 11º andar
01451-000 São Paulo, São Paulo
At.: Sr. Daniel de Miranda Facó
Tel: (11) 3150-7000
Fax: (11) 3150-7071
E-mail: dfaco@mmso.com.br

3.4. Consultor dos Coordenadores para Direito dos Estados Unidos da América

White & Case LLP
Alameda Santos, nº 1.940, 3º Andar
01418-200 São Paulo, São Paulo
At.: Sr. Donald E. Baker
Tel: (11) 3147-5600
Fax: (11) 3147-5611
E-mail: dbaker@whitecase.com.br

4. AUDITORES DA MPX

KPMG Auditores Independentes
Avenida Almirante Barroso, nº 52, 4 º andar
20031-000 Rio de Janeiro, Rio de Janeiro
At.: Sr. Manuel Fernandes Rodrigues de Souza
Tel: (21) 3515-9412
Fax: (21) 3515-9000
E-mail: mfernandes@kpmg.com.br

DECLARAÇÕES DA COMPANHIA E DO COORDENADOR LÍDER

Declaração da Companhia

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03, a Companhia, representada na figura de seu Diretor Presidente e de Relação com Investidores, Sr. Eduardo Karrer e de seu Diretor Jurídico, Sr. Bruno De Rossi Chevalier, declara, (i) que este Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Oferta, das Ações, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes, bem como permite aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Ações, uma vez que este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes; e (ii) que as informações contidas neste Prospecto são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, conforme declaração da Companhia anexa a este Prospecto; e (iii) que concorda em todos os aspectos com o teor do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

Declaração do Coordenador Líder da Oferta

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03, o Coordenador Líder, representado na figura de seus diretores estatutários, Sr. Alexandre D'Avilla Mello Bettanio Guimarães e Sr. Antônio Carlos Canto Porto Filho declara que tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência, para assegurar que (i) este Prospecto contivesse as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Emissão, das Ações, da Companhia, suas atividades, situação econômico financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações; (ii) este Prospecto fosse preparado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM nº 400/03; e (iii) as informações prestadas pela Companhia, por ocasião do arquivamento deste Prospecto e as constantes no Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira, são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes em todos os aspectos relevantes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta, conforme declaração do Coordenador Líder anexa a este Prospecto.

Independentemente do disposto acima, determinadas informações sobre o Brasil e o setor de energia elétrica incluídas neste Prospecto foram compiladas de fontes públicas disponíveis ao mercado. Nesse caso, a Companhia e o Coordenador Líder, conforme aplicável, não assumem qualquer responsabilidade pela veracidade ou precisão de tais informações.

Assunções, previsões e eventuais expectativas futuras constantes deste Prospecto estão sujeitas a incertezas de natureza econômica, política e concorrencial e não devem ser interpretadas como promessa ou garantia de resultados futuros ou desempenho da Companhia. Os potenciais investidores deverão conduzir suas próprias investigações acerca de eventuais tendências ou previsões discutidas ou inseridas neste Prospecto, bem como acerca das metodologias e assunções em que se baseiam as discussões dessas tendências e previsões.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação	A MPX Energia S.A. é uma sociedade por ações, inscrita no CNPJ/MF sob nº 04.423.567/0001-21, com seus atos constitutivos arquivados na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro – JUCERJA sob o NIRE 33.3.0028402-8.
Registro na CVM	A MPX encontra-se registrada na CVM sob o nº [•].
Sede	Praia do Flamengo, nº 154, 10º andar, 22210-030 – Flamengo, Rio de Janeiro, RJ.
Prazo de Duração	A MPX tem prazo de duração indeterminado.
Diretor de Relações com Investidores	Eduardo Karrer Praia do Flamengo, nº 154, 10º andar, 22210-030, Flamengo, Rio de Janeiro, RJ. Tel: (21) 2555-5664 Fax: (21) 2555-5676
Atendimento aos acionistas	O atendimento aos acionistas da MPX é feito pelo telefone (21) 2555-5664, pelo fax (21) 2555-5676 e pelo e-mail ri@mpx.com.br.
Atendimento no Banco Escriturador	O atendimento aos acionistas da MPX poderá ser feito pelo Banco Itaú S.A., nos seguintes endereços e telefones: São Paulo (SP): Rua XV de Novembro, 176 – Térreo – Tel. (11) 3247-3139 Rio de Janeiro (RJ): Rua 7 de Setembro, 99 – Sub-solo – Centro – Tel. (21) 2508-8086 Curitiba (PR): Rua João Negrão, 65 – Tel. (51) 3210-9150 Porto Alegre (RS): Rua Sete de Setembro, 746 – Tel. (51) 3210-9150 Belo Horizonte (MG): Rua João Pinheiro, 195 – Sub-solo – Tel. (31) 3249-3534 Salvador (BA): Avenida Estados Unidos, 50 – 2º andar – Ed. Sesq. – Tel. (71) 3319-8010 Brasília (DF): SC Sul, Quadra 3, Ed. Dona Ângela, s/loja – Tel. (61) 3316-4850
Auditores Independentes	Para as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 e período findo em 30 de setembro de 2007 e 2006, KPMG Auditores Independentes.
Jornais nos quais divulga Informações	As informações referentes à MPX são divulgadas no Valor Econômico e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OPERACIONAIS

Preparamos nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil. No presente Prospecto, os termos "Real", "Reais" e o símbolo "R$" referem-se à moeda oficial do Brasil. Os termos "dólar" e "dólares", assim como o símbolo "US$", referem-se à moeda oficial dos Estados Unidos da América.

Alguns números constantes do presente Prospecto podem não representar totais exatos em virtude de arredondamentos efetuados. Sendo assim, os resultados totais constantes de algumas tabelas presentes neste Prospecto podem não corresponder ao resultado exato da soma dos números que os precedem. As informações financeiras disponibilizadas neste Prospecto, quando referidas à MPX, consideram as informações financeiras consolidadas da MPX.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 e as informações financeiras relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006 estão incluídas neste Prospecto Preliminar. Os resultados financeiros para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2007 não são necessariamente indicadores dos resultados que podem ser esperados para 31 de dezembro de 2007 ou para qualquer outro período semestral ou anual.

MPX

As nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2006 e 2007 e relativas aos exercícios sociais encerrados 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, incluídas neste Prospecto, foram preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e auditadas ou revisadas, conforme o caso, pela KPMG Auditores Independentes de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, conforme pareceres dos auditores e relatório de revisão especial incluídos neste prospecto.

PARTICIPAÇÃO NO MERCADO E OUTRAS INFORMAÇÕES

As informações e dados estatísticos relativos ao mercado em que atuamos foram obtidos junto a relatórios de consultorias independentes, órgãos governamentais e publicações em geral. Apesar de nós e o Coordenador Líder acreditarmos na credibilidade de tais fontes de informação, não realizamos qualquer verificação independente quanto àquelas informações ou dados estatísticos, pelo que não podemos garantir sua exatidão e amplitude.

METODOLOGIA DE PROJEÇÕES

Foram incluídas anexas a este Prospecto projeções em relação aos recursos, à produção, aos desembolsos de capital e às despesas operacionais. Estas projeções não foram auditadas, sendo que foram apresentadas com especificidades numéricas e se baseiam em diversas estimativas e premissas que, embora sejam consideradas razoáveis por nós, poderão não se realizar e estão inerentemente sujeitas a incertezas comerciais, políticas, econômicas e competitivas relevantes, as quais não estão sob nosso controle.

Não há garantias de que as projeções irão se concretizar e os resultados reais poderão diferir significativamente dos resultados demonstrados. As projeções não devem ser consideradas como uma declaração nossa ou dos Coordenadores ou de qualquer outra entidade ou pessoa de que os resultados projetados serão atingidos.

Não temos a intenção de atualizar ou revisar as projeções mencionadas para refletir as circunstâncias existentes após a data deste Prospecto.

FATORES QUE AFETAM AS PROJEÇÕES

Os investidores devem observar que as projeções incluídas neste Prospecto refletem a nossa análise, em conjunto com consultores especializados no setor de energia elétrica, com relação aos recursos futuros, reservas, produção, desembolsos de capital e despesas operacionais com base em diversas premissas. Apesar de acreditarmos que as premissas sejam razoáveis, a razoabilidade dessas premissas não foram repassadas de maneira independente além da maneira estabelecida neste Prospecto na seção "Resumo do Estudo de Viabilidade". A nossa capacidade de atingir os resultados esperados depende, dentre outros fatores, da nossa capacidade em obter as autorizações, licenças e concessões necessárias, das nossas estimativas de recursos, reservas, dos nossos investimentos para o desenvolvimento de nossas plantas termelétricas, usina hidrelétrica, PCH e nossa mina de carvão e da operação desses ativos, do sucesso das nossas atividades e previsões de geração de energia.

Diversas das premissas também estão relacionadas a fatores econômicos que provavelmente deverão ocorrer no Brasil e no Chile em um futuro próximo e seu potencial impacto sobre os nossos negócios, bem como os fatores econômicos que provavelmente deverão ocorrer ou continuar a ocorrer nos mercados brasileiro, chileno e mundial de energia. Não podemos garantir de que as premissas econômicas são precisas ou que refletem proximamente a realidade futura. Os investidores devem conduzir suas próprias investigações e análises das projeções descritas neste Prospecto.

Não podemos garantir que as nossas operações de geração de energia, de pesquisa, beneficiamento e industria não serão prejudicados no futuro de maneira significativa por questões de ordem política, ambiental ou outras questões, muitas das quais estão além do nosso controle.

Há diversas incertezas inerentes ao estimarmos nossa capacidade instalada de energia elétrica, bem como em relação às quantidades e qualidade dos recursos minerais no nosso projeto, e ao projetarmos as potenciais taxas futuras de produção de energia ou exploração de minério, podemos desconsiderar diversos fatores relevantes.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PERSPECTIVAS SOBRE O FUTURO

Este Prospecto inclui estimativas e perspectivas para o futuro, principalmente nas seções "Sumário da Companhia", "Fatores de Risco", "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional", "Resumo do Estudo de Viabilidade", "Visão Geral do Setor" e "Atividades da Companhia". As estimativas e perspectivas para o futuro têm por embasamento, em grande parte, expectativas atuais e projeções sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam ou podem afetar os nossos negócios. Muitos fatores importantes, além dos fatores discutidos neste Prospecto, podem impactar adversamente os nossos resultados tais como previstos nas estimativas e perspectivas sobre o futuro. Tais fatores incluem, entre outros, os seguintes:

- alterações das tarifas de energia elétrica;
- regulamentos governamentais atuais e futuros relativos ao setor elétrico;
- mudança na regulação ou execução das normas ambientais;
- interrupção ou perturbação nos serviços da Companhia;
- o término antecipado ou intervenção das concessões da Companhia pelo Poder Concedente;
- alterações na demanda de energia elétrica por consumidores;
- escassez de combustíveis ou de recursos hídricos, interrupções do sistema de transmissão, problemas operacionais e técnicos ou danos físicos nas instalações;
- a capacidade da Companhia de adquirir novos projetos de geração, incluindo de seu acionista controlador ou de terceiros, em condições favoráveis e/ou de mercado;
- nossa capacidade de obter financiamento para nossos projetos ou obtê-lo em condições satisfatórias;
- a disponibilidade, os termos, as condições e a oportunidade para se obter autorizações, licenças e concessões governamentais;
- a disponibilidade de funcionários experientes;
- as condições comerciais, econômicas e políticas no Brasil;
- os interesses de nosso acionista controlador e companhias do Grupo EBX;
- as mudanças na situação financeira de nossos clientes e nas condições competitivas;
- alterações nos custos dos produtos comercializados por nós e alterações nos nossos custos operacionais;
- a qualidade de crédito de nossos clientes;
- nosso nível de endividamento, entre outras obrigações;
- inflação, depreciação e desvalorização do real e as flutuações da taxa de juros;
- intervenções do governo que poderão resultar em mudanças no ambiente econômico, tributário, tarifário ou regulador no Brasil;

- riscos de não conseguirmos implementar com sucesso nossas estratégias e planos de crescimento;
- riscos de comercialização (compra e venda de energia); e
- não obtenção ou perda de licenças ambientais ou outras necessárias;
- outros fatores de risco discutidos na seção "Fatores de Risco" deste Prospecto.

As palavras "acredita", "pode", "poderá", "deverá", "visa", "estima", "continua", "antecipa", "pretende", "espera" e outras palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e perspectivas para o futuro. As considerações sobre estimativas e perspectivas para o futuro incluem informações atinentes a resultados e projeções, estratégia, planos de financiamentos, posição concorrencial, ambiente do setor, oportunidades de crescimento potenciais, os efeitos de regulamentação futura e os efeitos da concorrência. Tais estimativas e perspectivas para o futuro referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que nem nós, nem o Coordenador Líder assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e perspectivas para o futuro constantes neste Prospecto Preliminar podem não vir a se concretizar. Tendo em vista estas limitações, os investidores não devem tomar suas decisões de investimento exclusivamente com base nas estimativas e perspectivas para o futuro contidas neste Prospecto Preliminar.

Estudo de Viabilidade da Companhia

O Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto foi realizado com base em informações que não estão em linha com a divulgação pública ou com o intuito de cumprir com regras divulgadas por quaisquer bolsas de valores ou autoridades responsáveis pelo registro de valores mobiliários de qualquer jurisdição exceto a brasileira. Entretanto, a administração da Companhia acredita que o Estudo de Viabilidade foi preparado em base razoável, refletindo, atualmente, as melhores estimativas e julgamentos disponíveis, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da administração, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia. Todavia, estas informações não são fatos e não se deve confiar nelas como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros. Os leitores deste Prospecto são advertidos para não depositar indevidas esperanças nas informações financeiras projetadas.

Nem a KPMG Auditores Independentes nem qualquer outro auditor independente, compilaram, examinaram ou executaram quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar o Estudo de Viabilidade, nem expressaram sua opinião ou qualquer outra forma da declaração sobre tais informações ou a possibilidade de realizarem, e não assumem nenhuma responsabilidade por, e negam qualquer associação com, estas informações financeiras projetadas.

Os relatórios de auditoria da KPMG Auditores Independentes aqui incluídos relacionam-se exclusivamente às informações financeiras históricas da Companhia. Os relatórios não se estendem às informações financeiras projetadas e não devem ser lidos de forma diferente.

FATORES DE RISCO

O investimento em nossas Ações Ordinárias envolve significativo nível de risco. Os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente todas as informações disponíveis neste Prospecto, em especial os riscos descritos abaixo. Os riscos abaixo são aqueles que atualmente acreditamos que poderão nos afetar de maneira negativa ou riscos que podem afetar investimentos no Brasil, porém outros riscos adicionais e incertezas, atualmente não conhecidos por nós ou pelos Coordenadores da Oferta, ou aqueles que nós ou os Coordenadores atualmente consideramos irrelevantes, poderão também prejudicar nossas atividades. Nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais podem ser afetados de maneira adversa por quaisquer destes riscos. Este Prospecto também contém projeções e estimativas que envolvem riscos e incertezas. Nossos resultados poderão diferir significativamente daqueles estimados por nós em decorrência de diversos fatores, inclusive os riscos descritos abaixo e em outras seções deste Prospecto.

Riscos Relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico, podem afetar as empresas do setor de energia elétrica, inclusive nossos negócios e nossos resultados.

Nossa atividade é regulamentada e supervisionada pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos fiscalizadores têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os nossos negócios, inclusive sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que estamos autorizados a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor elétrico brasileiro. Nesse sentido, em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil, as quais incluem:

- a criação de um mercado regulamentado para a compra e venda de energia elétrica, no qual as distribuidoras devem contratar, por meio de leilões públicos, organizados e conduzidos pelo MME e pela ANEEL, 100% de sua demanda de energia;
- a necessidade das geradoras comprovarem que possuem condições de fornecimento de energia a seus consumidores; e
- a proibição de operações com partes relacionadas, inclusive a venda de energia por geradoras a distribuidoras afiliadas.

Tal legislação permanece sujeita à regulamentação por parte do MME e da ANEEL, por meio de decretos, resoluções e outros atos normativos, inclusive no que tange aos preços e condições da energia nova, condições e regras dos leilões de energia e sua constitucionalidade foi questionada perante o Supremo Tribunal Federal. No entanto, em 11 de outubro de 2006, o Supremo Tribunal Federal, por 7 votos a 4, declarou a constitucionalidade daquela lei. Contudo, reformas futuras no setor elétrico e seus efeitos sobre nós são difíceis de prever. Na medida em que não formos capazes de repassar aos nossos clientes os custos decorrentes da edição de novas leis e regulamentos futuros, nossos resultados operacionais podem ser adversamente afetados.

Adicionalmente, em 18 de novembro de 2004, o MME editou a Portaria nº 303, na qual a metodologia de cálculo da garantia física da capacidade geradora das usinas termelétricas foi alterada, sendo que a nova forma de cálculo deverá ser observada a partir de 2008. Seguindo a aplicação da nova metodologia proposta pela Portaria nº 303, nossas usinas termelétricas contarão com capacidade geradora média de 9.847 MW. Não podemos assegurar que novas medidas como esta não sejam tomadas no futuro e, desse modo, estamos sujeitos a possíveis reduções e regulamentações de nossa capacidade geradora, o que pode afetar de forma negativa nossos resultados operacionais e o preço de mercado das Ações.

As principais atividades comerciais, a implementação da estratégia de crescimento e a condução rotineira das nossas atividades podem ser afetadas de forma negativa por ações governamentais, tais como:

- alteração na legislação aplicável aos nossos negócios;
- descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessões federais e estaduais;
- imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras; e
- atraso na revisão e implementação de reajustes anuais de tarifas.

Não podemos assegurar que ações poderão ser tomadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais ações poderão afetar nossos resultados operacionais. Caso sejamos obrigados a proceder de maneira substancialmente diversa daquela estabelecida em nosso plano de negócio, nossos resultados financeiros e operacionais poderão ser negativamente afetados.

Novas regras para a venda de energia elétrica e condições de mercado poderão, no futuro, afetar os preços de venda de energia elétrica por nós praticados.

Segundo a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, nossas geradoras deverão vender eletricidade no Ambiente de Contratação Regulada, ou ACR, por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre, ou ACL. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico permite às distribuidoras adquirentes de eletricidade negociada pelas geradoras no Ambiente de Contratação Regulada, reduzir o montante de energia contratada nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de Consumidores Potencialmente Livres do Mercado Regulado para o Mercado Livre; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4% por ano do montante inicialmente contratado; e (iii) aumento dos montantes de energia adquiridos por meio de contratos firmados antes de 17 de março de 2004. Caso as distribuidoras que venham a ter contratos com a nossa Companhia decidam reduzir o montante de energia contratada, nossos negócios e operações poderão ser adversamente afetados.

No Ambiente de Contratação Livre é realizada a venda de energia entre concessionárias de geração, produtores independentes, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres. Consumidores Livres são aqueles com demanda igual ou superior a 3MW ao ano, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV ou em qualquer tensão (desde que o suprimento tenha sido iniciado após 7 de julho de 1995) e que, em viturde desse critério de elegibilidade, podem ser atendidos por outros fornecedores, além da distribuidora local. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada entre 500KW e 3MW também podem ser atendidos por outros fornecedores, caso estes adquiram energia de fontes incentivadas de energia alternativa, tais como pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa e energia eólica. Ademais, no Ambiente de Contratação Livre, os Consumidor Livres gozam da flexibilidade de poder adquirir das geradoras com quem originalmente contrataram a compra de energia, inclusive a Companhia, um volume até quase 10% menor do que a energia contratada originalmente, o que pode gerar um efeito adverso para os negócios, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Se a Companhia não puder negociar a venda de toda sua capacidade geradora nos leilões do ACR ou no ACL, ela poderá ser compelida a vender sua capacidade excedente no mercado à vista, onde os preços estão sujeitos a significativa volatilidade. Se isso ocorrer em períodos em que os preços no mercado à vista estejam em baixa, nossos negócios, nossas receitas e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

Nosso crescimento por meio de licitações poderá ser negativamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões às usinas de geração de energia no Brasil.

A Companhia pretende participar na licitação para outorga da concessão para exploração da UHE Baixo Iguaçu, para a qual tem celebrado um memorando de entendimentos com a Engevix Engenharia S.A. Nos editais de licitação para outorga de concessões, o Poder Concedente impõe certas exigências a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo requisitos mínimos indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. Não podemos assegurar que seremos capazes de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de uso de recursos públicos, como da água utilizada pelas hidroelétricas para geração de energia, podem estar sujeitas a níveis variados de influência política, que poderemos não ser capazes de suportar. As regras para a licitação de concessões de usinas de geração estão sujeitas a alterações, tanto no âmbito federal quanto estadual. Não podemos assegurar que os processos licitatórios relativos a novas usinas de geração de energia irão de fato ocorrer. Caso tais licitações não venham a ocorrer, ou venham a ser colocadas em termos que não sejam economicamente viáveis ou suficientemente atrativos para nós e para nosso acionista controlador, a expansão e diversificação do atual parque gerador poderá sofrer um impacto negativo e, conseqüentemente, levar a uma redução do preço de mercado das Ações Ordinárias.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios de empresas do setor de energia elétrica, inclusive a nossa Companhia.

As empresas atuantes no setor elétrico, em particular as geradoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou descumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações ou, em certos casos, podem ficar sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores). O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou instaurar ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos causados ao meio ambiente e terceiros. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou adotar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, a empregar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive na obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos anteriormente não sujeitos a licenciamento ambiental. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos. Qualquer ação nesse sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e gerar um efeito negativo sobre os nossos negócios e resultados.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo nossas atividades pode nos sujeitar ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental, inclusive indenizações e sanções, que podem afetar adversamente nossos negócios e o valor de mercado das Ações Ordinárias.

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe responsabilidade objetiva àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, atribuindo responsabilidade pessoal aos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como conseqüência, a Companhia, seu acionista controlador e administradores poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir, ou levar a nossa Companhia a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá afetar adversamente nossos negócios e nossas operações.

A pressão de movimentos sociais contrários à expansão industrial brasileira por meio da construção de grandes empreendimentos no setor elétrico e de mineração de carvão pode sujeitar as empresas do setor elétrico e de mineração de carvão, inclusive a Companhia, a interrupções na implantação e/ou operação desses empreendimentos.

Movimentos sociais organizados, contrários ao desenvolvimento e à expansão do parque gerador elétrico e de mineração de carvão brasileiro, podem levar a interrupções ou atrasos significativos no curso da implementação e/ou operação desses projetos, por meio de reivindicações de reassentamento coletivo e/ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros, diversos daqueles planejados ou esperados pelas empresas do setor elétrico e de mineração de carvão, inclusive a nossa Companhia. Qualquer ação nesse sentido por parte de tais movimentos sociais poderá afetar de maneira negativa nossos negócios e resultados.

Riscos Relacionados aos Nossos Negócios

Poderemos ser incapazes de obter todas as licenças e autorizações necessárias às nossas operações.

Para podermos conduzir nossas atividades e operar tal como previsto em nosso plano de negócios e descrito neste Prospecto, deveremos obter diversas licenças e autorizações perante diferentes agências e órgãos públicos, inclusive agências governamentais e autoridades com jurisdição sobre o meio ambiente, o DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral e a ANTAQ – Agência Nacional de Transportes Aquaviários e a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Além disso, vários dos contratos por nós firmados, tendo em vista suas futuras operações também requerem a obtenção de tais licenças e autorizações.

Na data deste Prospecto, a Termopantanal Ltda possui autorização da ANEEL para implantar, na condição de produtor independente de energia, a central geradora termelétrica Termopantanal, cuja Licença Prévia é atualmente contestada pelo Ministério Público Estadual e Federal do Mato Grosso do Sul, e as centrais geradoras UTE Termomaranhão, cuja Licença Prévia é também atualmente contestado pelo Ministério Público do Estado do Maranhão e UTE MPX (Pecém) possuem Licença Prévia e Licença de Instalação, respectivamente. É impossível assegurar se ou quando seremos capazes de obter todas as licenças e autorizações necessárias para implantação das nossas usinas previstas em nosso plano de negócios. A ausência das licenças, autorizações ou concessões necessárias para nossas operações, ou que tenham sido obtidas e posteriomente contestadas, poderá afetar substancial e adversamente nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Poderemos não alcançar os resultados, projeções, ou executar integralmente nossa estratégia de negócios contidos neste Prospecto.

Certas informações e conclusões incluídas neste Prospecto foram baseadas em projeções e estimativas preparadas por nossos administradores, inclusive premissas relativas aos recursos de que a nossa Companhia poderá dispor no futuro, assim como a respeito de volume de produção, investimentos e custos operacionais. Adicionalmente, poderemos não conseguir executar integralmente nossa estratégia de negócios devido à impossibilidade de concluir nossos atuais e futuros projetos sem atrasos ou custos adicionais; crescer com disciplina financeira; gerenciar a carteira de clientes de maneira eficiente; levantar recursos financeiros adicionais em termos aceitáveis; e manter níveis desejados de eficiência operacional. A efetiva produtividade, investimentos, custos operacionais e estratégia de negócios da nossa Companhia poderão se revelar substancialmente menos favoráveis do que aqueles por nós projetados. As projeções constantes deste Prospecto não deverão, em qualquer circunstância, ser consideradas como afirmações, garantia ou previsão de que alcançaremos ou poderemos provavelmente alcançar qualquer resultado específico no futuro. É impossível assegurar que nossos resultados futuros não irão variar de maneira relevante daqueles incluídos neste Prospecto. Conseqüentemente, investidores em potencial poderão perder parte ou a totalidade de seus investimentos nas Ações, na medida em que as projeções e conclusões constantes deste Prospecto não se concretizem.

Poderão ocorrer falhas ou atrasos na instalação da nossa infra-estrutura logística.

A infra-estrutura logística por nós planejada é estratégica e essencial para a condução de nosso negócios durante as fases de construção e operação de nosso projetos. Na hipótese de ocorrerem interrupções, falhas ou atrasos na implementação da nossa infra-estrutura logística, nossas usinas poderão ser menos eficientes, o que poderá ter um efeito relevante negativo para os nossos negócios, nossos resultados operacionais e nossa situação financeira.

Assim que nossos projetos entrarem em operação, a ANEEL poderá impor penalidades à nossa Companhia ou intervir nas concessões ou autorizações que venham a ser outorgadas por descumprimento de obrigações previstas nos Contratos de Concessão, nas autorizações e nas leis e regulamentos setoriais.

Uma vez que nossos projetos entrarem em operação a ANEEL poderá impor penalidades à nossa Companhia por descumprimento de qualquer disposição dos contratos de concessão e autorizações da nossa Companhia. Dependendo da gravidade do inadimplemento, de acordo com a legislação atual, tais penalidades podem incluir:

- advertências;
- multas, por infração, de até 2,0% da receita da Companhia no exercício imediatamente anterior àquele em curso na data da violação;
- embargos à construção de novas instalações ou equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões ou autorizações; e
- caducidade da concessão ou autorização.

A ANEEL pode ainda, e sem prejuízo das penalidades descritas acima, intervir temporariamente nas concessões ou autorizações a nós outorgadas para assegurar a adequada exploração do parque gerador e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Qualquer das penalidades relacionadas acima, bem como a intervenção da ANEEL nas concessões ou autorizações que venham a ser outorgadas, poderia ter um efeito relevante e negativo na condução dos negócios, nos resultados operacionais e em nossa situação financeira, bem como no preço de mercado das Ações.

A construção, expansão e operação das usinas termelétricas e hidroelétricas envolvem riscos significativos, que podem levar à perda de receita, aumento de despesas, ou ter qualquer outro efeito negativo sobre nossa situação financeira.

A construção, manutenção, expansão e operação de instalações e equipamentos para a geração de energia envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- interrupção do fornecimento de combustível ou interferências hidrológicas e meteorológicas;
- interrupções no trabalho, greves e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;

- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- interrupção no trabalho, inclusive nos portos através dos quais importaremos nosso carvão;
- necessidade de altos investimentos de capital;
- indisponibilidade de financiamentos adequados; e
- volatilidade nos preços dos combustíveis.

Não contratamos seguro contra alguns desses riscos, incluindo determinados riscos hidrológicos. A ocorrência desses ou outros problemas, poderá afetar adversamente a nossa capacidade de gerar energia em quantidade compatível com suas projeções ou suas obrigações perante clientes, o que pode ter um efeito negativo relevante sobre nossa situação financeira e nossos resultados operacionais, bem como sobre o preço de mercado das Ações.

Mudanças nos subsídios atualmente ou futuramente existentes poderão ter efeito negativo relevante sobre nossos resultados.

Certos benefícios fiscais (diferimento, isenção ou outro) que beneficiariam a MPX podem não se efetivar, em especial em relação ao ICMS, por parte dos Estados nos quais os projetos da Companhia se localizam. No caso da concessão destes benefícios fiscais não se efetivar, as estimativas econômico-financeiras da Companhia podem não se efetivar, bem como pode haver a necessidade de desembolsos não previstos, fato que pode afetar de maneira adversa nossos negócios e resultados operacionais e financeiros.

Atrasos na construção ou excesso de custos incorridos poderão aumentar o custo de construção das nossas usinas..

Atrasos no cronograma de construção ou excesso de custos incorridos poderão levar a um aumento dos custos projetados para construção de nossas usinas. Adicionalmente, atrasos na conclusão dessas usinas poderão resultar em atrasos no início de fluxos de caixa, o que poderá resultar maiores necessidades de caixa. Poderemos também incorrer custos de desenvolvimento e construção dos projetos que excedam nossas estimativas originais devido a aumentos nas taxas de juros no período ou aumentos nos custos de materiais, da mão-de-obra ou outros custos. Ademais, poderemos ser incapazes de concluir a construção de nossas usinas dentro do cronograma ou do montante orçado devido a uma variedade de outros fatores, inclusive falta ou indisponibilidade de materiais, de equipamentos, de capacidade técnica ou mão-de-obra; condições climáticas adversas; desastres naturais; disputas trabalhistas; problemas imprevistos de engenharia do projeto, ou geológicos ou ambientais; disputas com empreiteiros e sub-empreiteiros; atrasos na concessão de licenças, alvarás ou autorizações pelas autoridades competentes; e outros problemas e circunstâncias que possam implicar aumento nos custos de desenvolvimento e implantação das usinas. Qualquer desses fatores poderá ter um efeito adverso nos resultados financeiros dos nossos planos de negócios.

A Mina de Seival e a Mina de Moçambique poderão não alcançar o volume projetado da produção de carvão.

Fizemos projeções e estimativas sobre a futura produção de carvão de Mina de Seival e da Mina de Moçambique. Embora o Grupo EBX possua um histórico operacional apto a servir como referência na elaboração de tais estimativas, é impossível assegurar que iremos alcançar os volumes de produção projetados. Dentre outros fatores, essas projeções a respeito do volume de produção dependem dos seguintes:

- conclusão dos projetos;
- precisão das estimativas de reservas de carvão indicadas ou inferidas;
- obtenção dos equipamentos necessários e seu desempenho, bem como de mão-de-obra qualificada a operar tais equipamentos;

- condições do solo, inclusive condições hidrológicas;
- características físicas do carvão;
- precisão dos índices e custos estimados para mineração, extração, processamento e produção de carvão; e
- obtenção dos necessários direitos de lavra, licenças e autorizações.

A produção efetiva poderá diferir das nossas estimativas devido a diversos fatores, inclusive os seguintes:

- disponibilidade de certos tipos de carvão;
- reservas inferiores ao incialmente estimado;
- falhas relativas aos poços de mina e sua inclinação, falhas nas usinas ou seus equipamentos;
- acidentes industriais;
- fenômenos naturais, como condições climáticas adversas, inundação, secas e desbarrancamentos;
- condições geológicas pouco usuais ou imprevistas;
- mudanças nos custos de energia elétrica e possíveis faltas de energia;
- falta dos principais insumos e suprimentos necessários à sua operação, inclusive explosivos, combustíveis, reagentes químicos, água, peças e lubrificantes;
- incapacidade de processar certos tipos de minérios;
- greves e falta de mão-de-obra;
- desordem civil ou protestos; e
- restrições ou regulamentação governamental ou outras mudanças no marco regulatório.

Em decorrência de dados históricos limitados e incertezas a respeito da natureza, abrangência e resultados de nossas futuras atividades, não podemos nos beneficiar de experiência para o fim de testar nossas estimativas e projeções, de tal modo que isso implica maior possibilidade de que tais fatores possam levar a resultados efetivos diversos daqueles estimados. Caso não alcancemos o volume de produção de carvão estimado para a Mina de Seival, isso poderá ter um efeito adverso relevante sobre todo e qualquer fluxo de caixa futuro, sua rentabilidade, resultados operacionais e situação financeira especialmente se não pudermos obter acesso a outras fontes de carvão, ou não o obtivermos em condições satisfatórias.

O estudo de viabilidade que realizamos baseou-se em projeções de desempenho futuro que poderão se revelar imprecisas.

O estudo de viabilidade presente neste Prospecto inclui projeções baseadas em premissas e em nossas expectativas atuais a respeito de eventos futuros e tendências financeiras. Não podemos assegurar que essas projeções se revelarão precisas. Tais projeções foram preparadas estritamente para o fim de ilustrar, segundo certos pressupostos limitados e simplificados, as projeções de custos, fluxo de caixa, margens de lucro e exposição do capital a riscos. Ademais, por envolverem julgamentos subjetivos e as incertezas inerentes a quaisquer projeções, e por estarem baseadas em diversas premissas sujeitas a incertezas e contingências que extrapolam nosso controle, não podemos garantir que as projeções e conclusões delas extraídas se concretizarão no futuro. O custo efetivo, o fluxo de caixa, a margem de lucro e a exposição a riscos relativos às nossas atividades no setor energético poderão ser significativamente menos favoráveis do que indicam as projeções contidas no estudo de viabilidade. Conseqüentemente, investidores em potencial poderão perder parte ou a totalidade de seus investimentos nas Ações, na medida em que as projeções e conclusões constantes deste Prospecto não se concretizem.

Poderemos ser responsáveis por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de eletricidade por nossas usinas, e por interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer outro agente do setor elétrico, sendo que os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir tais perdas e danos.

Poderemos ser responsabilizados por (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de nossas usinas, que acarretem em interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídas a nenhum agente identificado do setor elétrico, exceto em casos de força maior. O valor das indenizações, neste último caso, deverá ser rateado na seguinte proporção: 60,0% para os agentes de distribuição, 20,0% para os agentes de geração e 20,0% para os agentes de transmissão, o que poderá acarretar efeito substancial e negativo para a condução dos nossos negócios, nossos resultados operacionais e nossa situação financeira.

Decisões judiciais desfavoráveis podem afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Poderemos vir a ser partes em diversos processos de natureza cível, trabalhista, previdenciária ou tributária, iniciados ocasionalmente como resultado do curso normal dos nossos negócios, os quais poderão envolver questões comerciais ou civis, trabalhistas, previdenciárias ou tributárias, entre outras. Atualmente, existe uma ação civil pública em andamento que solicita a revogação da Licença Prévia relativa à Termopantanal e uma ação civil pública em andamento que contesta a Licença Prévia da UTE Termomaranhão, cujos resultados finais não podemos prever. Na hipótese de que essa ou outras ações que venham a ser interpostas dêem causa a decisões judiciais desfavoráveis à nossa Companhia em processos que representem improcedência avaliada como possível ou remota, ou que possam afetar adversamente o cronograma de implantação dos nossos empreendimentos, nossos resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

Uma vez que parte significativa dos nossos bens estará vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para nossos credores em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

Uma parte significativa dos nossos ativos de geração estará vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estariam disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais contra nós, uma vez que devem ser revertidos ao poder concedente, de acordo com os termos das nossas concessões e com a legislação. Embora tenhamos direito de receber indenização do poder concedente em caso de extinção antecipada de nossas concessões e/ou autorizações, o valor a ser indenizado poderá ser menor do que o valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações poderão reduzir significativamente os valores disponíveis aos nossos acionistas em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo em nossa capacidade de obter financiamentos.

Estamos em fase de implementação de diversos projetos e nosso desempenho futuro é incerto.

Por ter sido constituída recentemente, a nossa Companhia está em fase de implementação de diversos projetos, estando sujeita, portanto, a riscos, despesas e incertezas relativos à implementação de nosso plano de negócios, que geralmente não são enfrentados por outras empresas mais maduras. Empresas que se encontram no estágio inicial de desenvolvimento apresentam substanciais riscos comerciais e podem sofrer perdas relevantes. Enfrentamos desafios e incertezas quanto a planejamento financeiro, em decorrência da ausência de dados históricos e das incertezas a respeito da natureza, abrangência e resultados de nossas futuras atividades. Empresas novas precisam desenvolver relacionamentos comerciais bem sucedidos, estabelecer procedimentos operacionais, empregar pessoal, implantar sistemas de gerenciamento de informações e outros sistemas, preparar suas instalações e obter licenças, bem como tomar as medidas necessárias para operar os negócios e atividades pretendidos. É possível que não sejamos bem sucedidos na implementação de nossas estratégias comerciais ou no desenvolvimento da infra-estrutura necessária ao desempenho de nossas operações tal como planejado, o que poderá causar um impacto adverso em nossa receita.

Dependemos significativamente da atuação de certos membros de nossa administração e a perda de qualquer desses administradores poderia afetar adversamente nossa capacidade de implementar nossas estratégias de negócios e de crescimento.

Investidores nas nossas Ações deverão confiar na capacidade, conhecimento, julgamento, arbítrio, integridade e boa fé dos nossos administradores. Nosso sucesso depende em parte de nosso pessoal e consultores estratégicos. A perda ou saída inesperada de qualquer de nossos mais importantes diretores, empregados e consultores poderia prejudicar nosso futuro sucesso. Nosso desempenho depende significativamente dos esforços e capacidade de sua alta administração. Ao tomar a decisão de investir nas Ações, os investidores deverão estar dispostos a confiar em grande medida no julgamento e arbítrio de nossa administração. A perda de qualquer de nossos diretores ou outros importantes empregados, especialmente de nosso Diretor Presidente, poderia afetar nossos negócios. Para informações mais detalhadas, ver a seção "Administração" na página 215 deste Prospecto.

Nossas atividades demandarão investimentos de capital e despesas de manutenção substanciais, que poderemos não ser capazes de suportar.

Nossa estratégia de negócios demandará substancial investimento de capital adicional após a conclusão da Oferta. O montante total das despesas de capital estimado para todos os projetos aqui descritos é de aproximadamente R$19,1 bilhões na 1ª fase (4.927 MW) até 2014, e R$19,3 bilhões na 2ª fase (4.720 MW) até 2018. Necessitaremos de capital, entre outros, para fins de gerenciar ativos adquiridos, adquirir novos equipamentos, manter as condições operacionais dos equipamentos existentes, financiar nossos custos operacionais, obter direitos de titularidade, licenças e autorizações, bem como para assegurar o continuado cumprimento da legislação e regulamentação ambientais. Na medida em que os recursos financeiros gerados internamente e aqueles decorrentes de empréstimos e financiamentos por nós contratados sejam insuficientes para financiar nossa necessidade de capital, iremos procurar obter recursos adicionais através de endividamento e/ou emissão de valores mobiliários. No entanto, esse tipo de financiamento poderá não estar disponível ou, se estiver, poderá não estar disponível em termos aceitáveis. O futuro financiamento de nossa dívida, se disponível, poderá resultar em maiores despesas com o serviço e amortização da nossa dívida, aumento do nível de nossa alavancagem, e diminuição da nossa receita disponível para financiar novas aquisições e a expansão dos nossos negócios. Ademais, futuros financiamentos da dívida poderão limitar a nossa capacidade de suportar pressões competitivas e sujeitá-la a maior vulnerabilidade em períodos de crise econômica. Se não formos bem sucedidos em gerar ou obter suficiente capital adicional no futuro, poderemos ser forçados a reduzir ou adiar despesas de capital, vender ativos ou reestruturar ou refinanciar nosso endividamento.

A estratégia de gerenciamento de risco de mercado por nós adotada poderá ser ineficiente.

Estamos expostos aos riscos usuais de mercado, como flutuações nas taxas de juros, taxas de câmbio e preços de commodities. Para se proteger parcialmente contra a volatilidade do mercado, poderemos buscar proteção através de operações de *hedge* que nos permitam gerenciar alguns desses riscos. Nossa estratégia a respeito do uso de operações de *hedge* poderá não ser bem sucedida para o fim de minimizar a exposição do fluxo de caixa a tais flutuações e, ademais, poderemos deixar de identificar as correlações existentes entre os vários riscos de mercado a que estamos sujeitos. Adicionalmente, na medida em que a nossa Companhia buscar proteger nossa exposição à flutuação nos preços de commodities através de operações de *hedge*, poderá também estar limitando os benefícios potenciais que poderia obter de outro modo, caso os preços de tais *commodities* aumentassem. Além disso, poderemos decidir não procurar proteção contra os riscos de mercado através de *hedge*, ou poderá adotar outras práticas de gerenciamento de risco, ou poderá ocorrer de esses tipos de operações não estarem disponíveis para nós.

As operações da Mina de Moçambique poderão ser afetadas por políticas do governo daquele país e outros riscos locais.

Nossas atividades, nossos resultados e nossa situação financeira relacionados à Mina de Moçambique poderão ser afetados negativamente, na ocorrência dos seguintes fatores em Moçambique: novas políticas internas, intervenções na economia, alterações em políticas monetárias, instabilidade cambial, movimentos sociais contra atividades de mineração, entre outros.

Poderemos enfrentar situações de conflito de interesses nas operações com partes relacionadas.

Temos como critérios para a instalação de nossos projetos, o melhor aproveitamento das sinergias com os projetos de outras operações do Grupo EBX. Por exemplo, as operações da MMX, cujo sistema MMX Minas-Rio produzirá minério de ferro para exportação através do Porto do Açu, contará com a logística fornecida pela LLX. Nosso projeto prevê a instalação, nesse mesmo site, da UTE Porto do Açu que fornecerá energia elétrica para a MMX e LLX e contará com a infraestrutura desta última para a importação do carvão mineral a ser usado em nossas operações. No âmbito dessa sinergia, poderão surgir situações em que ocorram conflitos de interesses no relacionamento entre a nossa Companhia, outras sociedades do Grupo EBX e nosso Acionista Controlador. Ocorrendo conflitos de interesses que resultem na interrupção ou alteração do relacionamento entre nossa Companhia e as demais sociedades do Grupo EBX, principalmente no fornecimento de energia elétrica para a MMX e LLX pela UTE Porto do Açu, nosso Acionista Controlador poderá optar por beneficiar ou de qualquer forma favorecer tais sociedades em detrimento dos nossos negócios, nesse caso, nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

O aumento na demanda por energia elétrica no Brasil poderá não existir ou existindo ser inferior às nossas estimativas ou poderá ser suprido por outros projetos de geração de energia elétrica.

Nossos investimentos em projetos de geração de energia elétrica foram baseados na expectativa de aumento da demanda por energia elétrica nos próximos anos. Contudo, esse aumento da demanda poderá não ocorrer ou ocorrendo ser inferior ao inicialmente estimado pela Companhia. Além disso, um eventual aumento da demanda, seja inferior, igual ou superior ao aumento estimado pela Companhia, poderá ser atendida por outros projetos de geração de energia elétrica que já estejam em operação ou venham a entrar em operação no futuro, como por exemplo o projeto de geração de energia do rio Madeira. Nessa hipótese, podemos ter uma redução da receita estimada para nossos Projetos, gerando assim um impacto adverso em nossos resultados.

Riscos Relacionados ao Brasil

A conjuntura econômica e política do Brasil poderá afetar negativamente nossas atividades e o valor de mercado de nossas ações.

A economia brasileira tem se caracterizado por intervenções freqüentes, e às vezes drásticas, do governo brasileiro e por ciclos econômicos instáveis. O governo brasileiro já alterou diversas vezes as políticas monetária, tributária, de crédito, tarifária e outras para influenciar os rumos da economia do país. As medidas do governo para controlar a inflação, por exemplo, já envolveram, em algumas ocasiões, estabelecer controles de salários e preços, bloqueio do acesso a contas bancárias, imposição de controles cambiais e limites às importações. Não temos controle e não podemos prever as políticas ou medidas que o governo brasileiro poderá adotar no futuro.

Nossas atividades, nossos resultados operacionais, nossa situação financeira e nossas perspectivas, bem como os preços de mercado de nossas ações ordinárias, poderão ser afetados negativamente pelos seguintes fatores, entre outros:

- inflação;
- oscilações cambiais;
- políticas de controle do câmbio, incluindo restrições à remessa de dividendos;
- oscilações das taxas de juros;
- liquidez dos mercados financeiro, de capitais e de crédito internos;
- expansão ou retração da economia brasileira em termos de crescimento do produto interno bruto (PIB);
- cortes de energia;
- instabilidade dos preços;
- políticas tributárias;
- instabilidade social e política; e
- outros eventos econômicos, políticos, diplomáticos e sociais no Brasil ou que o afetem.

A incerteza quanto à possibilidade de o governo federal implementar no futuro mudanças nas políticas ou regulamentações com efeitos sobre esses ou outros fatores poderá contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para um aumento da volatilidade dos mercados de valores mobiliários brasileiros e dos títulos emitidos no exterior por emissoras brasileiras, o que poderá ter um efeito negativo sobre nós.

A inflação e as medidas do governo para combatê-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, o que poderá afetar nossas atividades, nossos resultados operacionais e o valor de mercado de nossas ações ordinárias.

O Brasil já teve índices de inflação extremamente elevados. Com base no Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), a inflação no Brasil foi de 25,3% em 2002, 8,7% em 2003, 12,4% em 2004, 1,2% em 2005 e 3,9% em 2006. Nos primeiros nove meses de 2007, a taxa de inflação acumulada no Brasil era de, aproximadamente, 4,1%. As medidas do governo brasileiro para combatê-la incluem freqüentemente a manutenção de uma política monetária austera, com altas taxas de juros, reduzindo, assim, a disponibilidade de crédito e o crescimento econômico. A inflação, as medidas do governo brasileiro para combatê-la e a especulação do público quanto às possíveis medidas adicionais também já contribuíram consideravelmente para a incerteza econômica e para o aumento da volatilidade dos mercados de valores mobiliários brasileiros.

O Brasil poderá voltar a ter níveis de inflação elevados que poderão desacelerar o crescimento da economia brasileira. A inflação também poderá elevar alguns de nossos custos e despesas, e talvez não possamos repassá-los aos nossos clientes; com isso, nossas margens de lucros e nosso lucro líquido poderão se reduzir. As nossas receitas são indexadas a inflação, IGPM e IPCA, e nossos custos operacionais podem não seguir esses índices. Além disso, uma inflação elevada geralmente resulta em aumento dos juros no mercado interno e, conseqüentemente, os custos do serviço de nossa dívida poderão aumentar, resultando em redução do lucro líquido. A inflação e seu efeito sobre as taxas de juros no mercado interno poderão, além disso, levar a uma redução da liquidez nos mercados internos de capitais e de crédito, o que poderá afetar nossa capacidade de refinanciar nossa dívida nesses mercados. As pressões inflacionárias poderão também afetar nossa possibilidade de acesso aos mercados financeiros internacionais e resultar em preços contra-inflacionários capazes de prejudicar nossas atividades ou afetar negativamente o preço de mercado dos valores mobiliários de nossa emissão. Uma eventual redução de nossas vendas líquidas ou de nosso lucro líquido ou deterioração de nossa situação financeira poderá levar também a uma queda do preço de mercado de nossas ações ordinárias.

A instabilidade cambial poderá afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais e o valor de mercado de nossas ações ordinárias.

Nas últimas quatro décadas, a moeda brasileira sofreu desvalorizações freqüentes. Durante o período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e políticas cambiais, incluindo desvalorizações súbitas, minidesvalorizações periódicas (com freqüência de ajustes variando de diária a mensal), controles cambiais, dois mercados de câmbio e sistemas de câmbio flutuante. Ocorreram, de tempos em tempos, oscilações consideráveis do câmbio entre o real e o dólar norte-americano e outras moedas. Por exemplo, depreciação de 18,7% em 2001 e de 52,3% em 2002 do real em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 2004, 2005 e 2006, e nos primeiros nove meses de 2007, o real valorizou-se em 8,1%, 11,8%, 8,7% e 14,0%, respectivamente, frente ao dólar dos Estados Unidos. Não podemos garantir a estabilização da taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real no nível atual.

Uma desvalorização do real frente ao dólar norte-americano poderá criar também pressões inflacionárias adicionais no Brasil, o que poderá nos afetar negativamente.

As desvalorizações dificultam, em geral, o acesso aos mercados financeiros do exterior e podem levar a uma intervenção governamental, o que inclui políticas econômicas recessivas. Por outro lado, uma valorização do real frente ao dólar poderá levar a uma deterioração da conta corrente e da balança de pagamentos do Brasil, além de comprometer o crescimento das exportações. Qualquer dessas eventualidades poderá afetar negativamente nossas atividades, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais, bem como o preço de mercado de nossas ações ordinárias.

Eventuais aumentos das taxas de juros poderão afetar negativamente nossas atividades e os preços de mercado de nossas ações ordinárias.

O Comitê de Política Monetária do Banco Central (COPOM) estabelece a meta da taxa de juro básica do sistema financeiro brasileiro, levando em conta o nível de crescimento da economia brasileira, o nível da inflação e outros indicadores econômicos. Entre fevereiro e 17 de julho de 2002, o Banco Central reduziu a taxa básica de juros de 19% para 18% e, entre outubro de 2002 e fevereiro de 2003, elevou a taxa básica de 8,5 pontos percentuais para 26,5% em 19 de fevereiro de 2003. Posteriormente, durante os anos de 2004, 2005 e 2006, a taxa básica de juros sofreu novas oscilações, atingindo os níveis de 17,8%, 18,0% e 13,3%, respectivamente. Em 30 de setembro de 2007, a taxa básica de juros era de 11,25%.

Alguns eventos políticos, econômicos e sociais e a percepção do risco em outros países, especialmente nos mercados emergentes, poderão afetar negativamente o valor de mercado dos valores mobiliários brasileiros, incluindo nossas ações ordinárias.

O mercado dos valores mobiliários de emissão de empresas brasileiras é afetado, em diversos níveis, pelas condições econômicas e de mercado de outros países emergentes, especialmente de outros países latino-americanos. Embora as condições econômicas possam ser diferentes em cada país, a reação dos investidores a eventos ocorridos em um deles poderá provocar oscilações nos mercados de capitais dos outros países. Certos eventos ou condições econômicas adversas em outros mercados emergentes já resultaram, em algumas ocasiões, em saídas significativas de recursos do Brasil e em redução dos investimentos estrangeiros no país. Crises econômicas anteriores em mercados emergentes, como o Sudeste da Ásia, a Rússia e a Argentina, já resultaram em saídas significativas de dólares norte-americanos do Brasil. A economia brasileira é afetada também pelas condições econômicas e de mercado internacionais em geral, especialmente por eventos nos Estados Unidos. Os preços das ações na BOVESPA, por exemplo, são historicamente sensíveis às oscilações das taxas de juros nos EUA e aos movimentos dos principais índices de ações norte-americanos. Esses fatores poderão afetar negativamente os preços de mercado de nossas ações ordinárias, além de tornar mais difícil, para nós, o acesso aos mercados de capitais e o financiamento de nossas operações no futuro em condições aceitáveis ou em quaisquer condições.

Poderemos depender de órgãos governamentais brasileiros para financiar algumas de nossas atividades.

Os órgãos governamentais brasileiros têm um papel significativo no financiamento de atividades de companhias do nosso setor. Os bancos de desenvolvimento controlados pela União, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e pelos Estados oferecem ao setor privado financiamentos de longo prazo a juros mais atraentes e sob condições mais favoráveis do que as oferecidas por bancos privados. Poderemos optar por financiar algumas de nossas atividades recorrendo a um ou mais desses bancos de desenvolvimento. Eventuais alterações das políticas de investimento e desenvolvimento do governo federal ou dos governos estaduais poderão comprometer nossa capacidade de obter financiamentos de longo prazo para nossas operações em condições aceitáveis ou em quaisquer condições.

Riscos Relacionados ao Chile

Se não formos capazes de cumprir nossas obrigações contratuais durante períodos de racionamento de energia elétrica no Chile, poderemos estar sujeitos a um aumento dos custos operacionais.

As sociedades geradoras que vendem sua energia através de contratos firmes têm o risco de precisar comprar energia adicional no mercado *pool*, em casos de eventuais indisponibilidades em suas unidades geradoras. Tal risco assume proporções mais elevadas em casos de racionamento de energia, uma vez que, em tais situações, o preço de energia no mercado é elevado. O governo chileno pode impor racionamentos de energia elétrica em situações de seca ou deficiência prolongada das usinas termoelétricas do país. Se, durante um período de racionamento, não formos capazes de gerar energia elétrica suficiente para cumprir nossas obrigações contratuais, poderemos ser obrigados a comprar energia elétrica no mercado pool pelo preço a vista, pois a seca deixou de constituir caso de força maior. O preço a vista poderá ser significativamente superior aos nossos custos de geração de energia elétrica e atingir o "custo de escassez" fixado pela *Comisión Nacional de Energía* (CNE). O "custo de escassez" é definido pelos modelos econômicos do CNE como o custo mais alto da energia elétrica durante períodos de escassez. Se não formos capazes de comprar energia suficiente no mercado pool para cumprir integralmente nossas obrigações contratuais, seremos obrigados a compensar nossos clientes regulamentados pelo volume que deixarmos de fornecer ao "preço de racionamento ao consumidor final". Se as autoridades reguladoras do Chile impuserem políticas de racionamento significativas, nossas atividades, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais poderão ser sofrer um impacto negativo considerável.

Nossas atividades dependem parcialmente da economia chilena, e nossas receitas são sensíveis ao seu desempenho.

Parte de nossos ativos e de nossas operações localiza-se no Chile e, por isso, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais dependerão, até certo ponto, das condições econômicas vigentes no Chile. Não há garantias de que esse crescimento será atingido, que a tendência de crescimento se manterá no futuro ou que futuros eventos na economia chilena não prejudicarão nossa capacidade de dar continuidade aos nossos planos estratégicos ou terão impacto sobre nossa situação financeira. Nossa situação financeira e nossos resultados operacionais poderão também ser afetados por alterações das políticas econômicas ou de outras políticas do governo chileno, que já exerceu e ainda exerce uma influência considerável sobre diversos aspectos do setor privado. Além disso, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais poderão também ser afetados por outros eventos políticos ou econômicos no Chile, bem como por mudanças regulatórias ou práticas administrativas das autoridades chilenas sobre as quais não temos controle. Com base no índice IPC, a taxa de inflação no Chile foi de 2,5% em 2002, 2,8% em 2003, 1,0% em 2004, 1,2% em 2005 e 3,4% em 2006. Nos primeiros nove meses de 2007, a taxa de inflação acumulada no Chile era de aproximadamente 6,2%.

Parte de nossas atividades estará sujeita a aprovação de órgãos reguladores chilenos.

Nosso projeto de geração de energia elétrica no Chile estará sujeito à aprovação de diversos órgãos reguladores, notadamente, os órgãos responsáveis pelo setor elétrico e os órgãos responsáveis pelos aspectos ambientais do projeto. A falha ou o atraso na obtenção dessas licenças poderá afetar de maneira adversa os nossos resultados.

Riscos Relacionados às Nossas Ações Ordinárias

Os interesses de alguns de nossos Administradores e gerentes podem ficar excessivamente vinculados à cotação de nossas ações de nossa emissão, uma vez que sua remuneração baseia-se também em opções de compra de ações de nossa emissão.

Em favor dos nossos Diretores, nosso acionista controlador outorgou opções para que os esses adquiram globalmente mais de 1,5% das ações de sua propriedade. As opções outorgadas a esses Diretores podem ser exercidas na proporção de 20% a cada um dos 5 primeiros aniversários da Oferta. Neste sentido, a nossa Diretoria, considerando o preço médio da faixa indicativa de preço para as Ações, possuirá opções de compra de ações no valor total de R$73.796.151,00.

Aos 25 principais gerentes da Companhia, nosso acionista controlador outorgou opções para que eles adquiram, ao todo, ações de sua propriedade que tenham um valor financeiro, considerando o preço médio da faixa indicativa de preço para as Ações, de R$8.366.000,00 milhões, as quais poderão ser exercidas na proporção de 20% a cada um dos 5 primeiros aniversários da Oferta.

Em favor dos conselheiros Eliezer Batista, Rafael de Almeida Magalhães, Luis França, Rodolpho Tourinho e Samir Zraick, nosso acionista controlador outorgou opções para que os mesmos adquiram ações de sua propriedade na proporção de 20% a cada aniversário da Oferta, no valor de R$1.780.000,00 cada.

Adicionalmente a esse mecanismo de remuneração, a Companhia, em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 26 de novembro de 2007, aprovou um programa de opção de compra de ações de emissão da Companhia. De acordo com o programa de opção de compra de ações, o Conselho de Administração poderá outorgar opções de compra de ações em favor de administradores, executivos e colaboradores da Companhia que representem não mais do que 1% das ações em circulação.

O fato de nossos administradores e gerantes poderem receber, como parte de sua remuneração, opções de compra de nossas ações a um preço de exercício eventualmente inferior ao preço de mercado de nossas ações pode levar tais pessoas a ficarem com seus interesses excessivamente vinculados à cotação de nossas ações.

A relativa volatilidade dos mercados de capitais brasileiros poderá limitar consideravelmente a possibilidade do investidor de vender nossas ações ordinárias pelo preço e no momento em que desejar.

Investir em títulos de emissão de companhias brasileiras, como nossas ações ordinárias, envolve maior grau de risco do que investir em títulos de emissoras de países com ambiente político e econômico mais estável, e esses investimentos são considerados, em geral, de natureza mais especulativa. Tais investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, entre os quais:

- mudanças no ambiente regulatório, fiscal, econômico e político capazes de afetar a possibilidade do investidor de receber, total ou parcialmente, os pagamentos referentes aos seus investimentos; e
- restrições ao investimento estrangeiro e à repatriação do capital investido.

Os mercados de títulos brasileiros são consideravelmente menores, menos líquidos, mais voláteis e mais concentrados do que os principais mercados de títulos internacionais, como os dos Estados Unidos. Em 30 de setembro de 2007, a capitalização total de mercado das companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA) equivalia a aproximadamente US$1.435 bilhões, e as dez maiores empresas listadas na BOVESPA representavam aproximadamente 50% da capitalização de mercado de todas as empresas listadas na mesma data. Essas características de mercado poderão limitar consideravelmente a possibilidade dos detentores das ações ordinárias de nossa emissão de vendê-las pelo preço e no momento em que desejarem, o que afetará os preços de comercialização de nossas ações ordinárias.

Poderá não se desenvolver um mercado ativo e líquido de negociação de nossas ações ordinárias.

Antes desta oferta, nossas ações ordinárias não eram negociadas no mercado. Um mercado ativo e líquido de negociação de nossas ações ordinárias poderá não se desenvolver ou se manter depois desta oferta. Um mercado líquido e ativo de negociação normalmente resulta em menor volatilidade dos preços e maior eficiência na execução das ordens de compra e venda dos investidores. O preço de mercado de nossas ações ordinárias poderá variar significativamente em decorrência de diversos fatores, alguns dos quais estão fora de nosso controle. Em caso de queda de preço de mercado, o investidor poderá perder uma parte substancial ou a totalidade de seu investimento em nossas ações ordinárias.

O Sr. Eike Fuhrken Batista, nosso acionista controlador, poderá tomar certas decisões quanto às nossas atividades sem a participação da totalidade de nossos acionistas.

O Sr. Eike Fuhrken Batista detém atualmente, antes da oferta, cerca de 99,9% de nosso capital votante, e deterá 71,6% do capital votante depois da oferta (sem considerar o exercício do seu direito de alocação prioritária, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, ou, ainda, a emissão das Ações Adicionais e o exercício da opção de Ações Suplementares). Em conseqüência, o Grupo EBX tem poderes de voto suficientes para, independentemente:

- nomear a maioria dos membros de nosso conselho de administração;
- decidir uma eventual mudança de nosso controle, mesmo que a mudança não seja do interesse dos demais acionistas;
- decidir uma eventual fusão com outra empresa, capaz de proporcionar vantagens significativas para as empresas participantes;
- limitar para os outros acionistas a oportunidade de receber ágio por suas ações, devido a uma possível reestruturação de capital, como uma incorporação, fusão, cisão ou incorporação de ações; e
- influenciar nossa política de dividendos.

Continuaremos sob o controle do mesmo acionista controlador após esta oferta, e seus interesses poderão divergir dos interesses de nossos demais acionistas.

Quando da conclusão desta oferta (sem considerar o exercício do seu direito de subscrição prioritária, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, ou, ainda, a distribuição das Ações Adicionais e o exercício da opção de Ações Suplementares), nosso acionista controlador deterá aproximadamente 71,6% de nossas ações ordinárias (ou aproximadamente 65,2%, se as opções de Ações Adicionais e de Ações Suplementares forem integralmente exercidas) e, portanto, continuará mantendo o controle efetivo de nossa empresa. Enquanto nosso acionista controlador ou qualquer acionista detiver, individualmente ou por acordo de acionistas, direta ou indiretamente, a maior parte de nosso capital votante, ele terá o direito de controlar uma série de medidas importantes, independentemente do voto dos acionistas minoritários sobre essas questões. Entre essas medidas estão determinar o resultado de certas deliberações das assembléias gerais de acionistas e eleger a maioria dos membros de nosso conselho de administração.

Os detentores de nossas ações ordinárias poderão não receber dividendos.

Nosso estatuto social, com suas alterações até 8 de outubro de 2007, prevê que deveremos pagar aos nossos acionistas um dividendo mínimo obrigatório de 25% de nosso lucro líquido ajustado, sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, conforme determina a Lei das Sociedades por Ações. A distribuição de dividendos depende principalmente do lucro líquido que apurarmos. Além disso, a distribuição de dividendos está sujeita à aprovação de nosso conselho de administração, conforme previsto em nosso estatuto e na Lei das Sociedades por Ações. Nosso conselho de administração poderá, não obstante a obrigatoriedade do dividendo mínimo, decidir pelo não pagamento de dividendos aos nossos acionistas, em um determinado exercício, se julgar desaconselhável a distribuição de dividendos tendo em vista nossa situação financeira. Portanto, o investimento em nossas ações ordinárias não garante ao investidor o recebimento de dividendos.

Eventuais vendas substanciais de nossas ações ordinárias depois desta oferta poderão causar redução em seu preço de mercado.

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, nos 6 meses subseqüentes à Oferta, após a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado, nosso(s) acionista(s) controlador(es) e administradores não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares, imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, nosso(s) acionista(s) controlador(es) e administradores não poderão, pelo período de 6 meses adicionais, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Adicionalmente, nós e cada um dos nossos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, que detiverem ações de nossa emissão, celebraram acordos de restrição à venda de ações de nossa emissão, sujeitos tão somente às exceções previstas em referidos acordos, durante o período de 180 dias contados da data do Prospecto Definitivo.

Ao fim desse prazo, nossas ações ordinárias detidas por esses acionistas poderão ser negociadas livremente, mediante comunicação à BOVESPA, nos termos do Regulamento do Novo Mercado. Se decidirmos emitir ações, se nosso acionista controlador decidir vender ações adicionais ou se houver no mercado a percepção de que nosso acionista controlador ou nós pretendemos vender ações adicionais, o valor de mercado de nossas ações ordinárias poderá cair significativamente.

Podemos precisar de recursos adicionais no futuro, que poderão ser captados por meio de aumento do nosso capital social, ao invés de incorrermos em endividamento adicional, o que poderá diluir a participação dos investidores da Oferta no nosso capital social. Adicionalmente, nosso plano de opção de compra de ações pode resultar em uma diluição da participação dos acionistas que investirem nessa Oferta.

Podemos necessitar de recursos adicionais e, nesta hipótese, caso não disponhamos de financiamentos públicos ou privados ou caso assim decidam os nossos acionistas, poderemos vir a emitir ações novas. O aumento do nosso capital social poderá diluir a sua participação no nosso capital social. Em 27 de novembro de 2007, aprovamos um plano de opção de compra de ações, com base no qual serão emitidas opções que concederão aos seus titulares o direito de adquirir Ações representativos de 20% do total de ações de nossa emissão, em bases totalmente diluídas. O plano de opção poderá resultar em diluição dos investidores que investirem na Oferta. Para informações adicionais, ver "Administração" na página 215 deste Prospecto.

Podemos emitir novas ações para aquisição de participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações o que poderá diluir a participação dos investidores da Oferta no nosso capital social.

Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% da participação que a AMCI detém correspondente a 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe. Esse contrato com a AMCI contempla a possibilidade de a MPX adquirir sua participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações a serem emitidas pela MPX, dentre outras formas de pagamento.

Caso a MPX decida adquirir essa participação mediante a permuta de ações, novas ações deverão ser emitidas, o que poderá diluir a sua participação no nosso capital social em uma proporção que ainda não podemos estimar, em razão da relação de troca ainda não ter sido definida e tampouco o critério de avaliação de ações.

O Estatuto Social da Companhia contém disposições que podem desencorajar operações de aquisição de controle da Companhia.

O Estatuto Social da Companhia contém disposições que podem desestimular a aquisição do controle da Companhia, reduzindo o valor das ações da Companhia no mercado. O adquirente do controle deverá realizar uma oferta pública de aquisição de ações, assegurando aos demais acionistas as mesmas condições que terá o acionista controlador alienante. Essa oferta será exigida tanto se a alienação for realizada através de uma única operação quanto se houver sucessivas operações. Será ainda obrigatória nas hipóteses de cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, e caso ocorra a alienação de controle da sociedade que detenha o poder de controle da Companhia. Neste caso, o acionista controlador alienante é obrigado a declarar ao mercado o valor atribuído à Companhia nessa alienação e, também, anexar documentação que comprove esse valor. Caso o acionista adquirente já seja acionista da Companhia e adquira o seu controle em razão de contrato particular de compra de ações, este deverá ressarcir aos acionistas que compraram ações em bolsa nos seis meses anteriores à data da alienação do controle, a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações da Companhia, neste período, devidamente atualizado.

As proteções conferidas aos acionistas minoritários no Brasil são diferentes das proteções conferidas nos Estados Unidos, e exigir seu cumprimento poderá ser mais difícil.

As proteções conferidas aos acionistas minoritários no direito brasileiro são diferentes das proteções conferidas nos Estados Unidos. Em particular, a legislação e a jurisprudência referentes a litígios entre os acionistas e a companhia é menos desenvolvida no Brasil do que nos Estados Unidos, e os requisitos processuais para um acionista ajuizar ações em nome da companhia, como ações de responsabilidade civil contra administradores, são diferentes dos requisitos com que o investidor talvez esteja familiarizado no direito norte-americano ou de outras jurisdições. Além disso, a advocacia especializada na defesa de direitos de acionistas é consideravelmente menos ativa no Brasil do que nos Estados Unidos. Em conseqüência, poderá ser mais difícil, na prática, para nossos acionistas minoritários exigir seus direitos contra nós, contra os membros de nosso conselho de administração ou contra nossos acionistas controladores do que para os acionistas de uma empresa norte-americana.

Os detentores de nossas ações ordinárias poderão ter dificuldade de promover a citação de nossa companhia ou de outras pessoas ou de executar decisões contra nós e outras pessoas.

Somos uma sociedade por ações constituída segundo as leis brasileiras, e todos os nossos conselheiros, diretores e auditores independentes residem ou estão sediados no Brasil. Todos os nossos ativos e a maior parte dos ativos dessas outras pessoas localizam-se no Brasil. Por isso, poderá não ser possível para o investidor entregar citação a nossa companhia ou a essas outras pessoas nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil. Eventuais decisões dos tribunais norte-americanos sobre responsabilidade civil fundamentadas na legislação federal norte-americana de valores mobiliários somente poderão ser executadas no Brasil se preenchidas certas condições e, portanto, em caso de certos atos praticados por nós, por nosso conselho de administração ou nossa diretoria, o investidor poderá ter maior dificuldade de proteger seus interesses do que teria o acionista de uma companhia norte-americana.

A participação de Pessoas Vinculadas na Oferta poderá ter um impacto adverso na liquidez das Ações e impactar a definição do Preço por Ação, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta pelos nossos atuais acionistas, incluindo nosso Acionista Controlador.

Nos termos da regulamentação em vigor (artigo 55 da Instrução CVM 400), no caso de não ser verificado um excesso de demanda superior a 1/3 da quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais e Ações Suplementares), Pessoas Vinculadas poderão participar do Procedimento de *Bookbuilding* e subscrever Ações na Oferta Institucional, até o limite máximo de 40% da Oferta (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), o que poderá ter um impacto adverso na liquidez esperada das Ações e na definição do Preço por Ação. Além disso, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, foi concedida prioridade de subscrição aos atuais acionistas, incluindo nosso Acionista Controlador, observado o limite de 40% da Oferta.

O Preço por Ação será determinado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* e poderá diferir dos preços que prevalecerão no mercado após a conclusão desta Oferta. Em especial, a participação de pessoas vinculadas na Oferta Institucional, limitada a 40% da quantidade das Ações objeto da Oferta (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), poderá ter impacto na definição do Preço por Ação.

Estamos realizando uma Oferta de Ações no Brasil com esforços de colocação das Ações no exterior, o que poderá deixar nossa Companhia exposta a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior. Os riscos relativos a ofertas de valores mobiliários no exterior são potencialmente maiores que os riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil.

Nossa Oferta compreende, simultaneamente, a distribuição pública primária de Ações no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, incluindo esforços de venda das Ações nos Estados Unidos, para Investidores Qualificados Estrangeiros e nos demais países (que não os Estados Unidos), para non-U.S. Persons com base no Regulamento S, em ambos os casos, que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento da Resolução CMN 2.689 e da Instrução CVM 325 ou, ainda, nos termos da Lei 4.131, esforços esses que serão realizados pelos Agentes de Colocação Internacional. Os esforços de colocação de Ações no exterior expõem a Companhia a normas relacionadas à proteção destes investidores estrangeiros por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no Preliminary Offering Circular datado da data deste Prospecto, quanto do Offering Circular a ser datado da data do Prospecto Definitivo, inclusive no que tange aos riscos de potenciais procedimentos judiciais por parte de investidores em relação a estas questões. Adicionalmente, nossa Companhia é parte do Placement Facilitation Agreement, que regula os esforços de colocação de Ações no exterior. O Placement Facilitation Agreement apresenta uma cláusula de indenização em favor dos Agentes de Colocação Internacional para indenizá-los caso eles venham a sofrer perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no Preliminary Offering Circular ou no Offering Circular. Caso os Agentes de Colocação Internacional venham a sofrer perdas no exterior em relação a estas questões, eles poderão ter direito de regresso contra a nossa Companhia por conta desta cláusula de indenização. Adicionalmente, o Placement Facilitation Agreement possui declarações específicas em relação à observância de isenções das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos, as quais, se descumpridas, poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais. Em cada um dos casos indicados acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra nós no exterior. Estes procedimentos no exterior, em especial nos Estados Unidos, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos Estados Unidos para o cálculo das indenizações devidas nestes processos. Além disso, devido ao sistema processual dos Estados Unidos, as partes envolvidas em um litígio são obrigadas a arcar com altos custos na fase inicial do processo, o que penaliza companhias sujeitas a tais processos mesmo que fique provado que nenhuma improbidade foi cometida. Nossa eventual condenação em um processo no exterior em relação a incorreções relevantes ou omissões relevantes no Preliminary Offering Circular ou no Offering Circular, caso envolva valores elevados, poderá ter um impacto significativo e adverso para nossa Companhia.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Assumindo o Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, estimamos receber recursos líquidos da Oferta, no montante aproximado equivalente a R$1.869,63 milhões, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e a oferta das Ações Adicionais, e no montante aproximado equivalente a R$2.524,00 milhões, na hipótese de exercício integral da Opção de Ações Suplementares e a oferta da totalidade das Ações Adicionais, após dedução dos valores estimados por nós devidos a título de comissões e despesas. Um aumento ou redução de R$1,00 no Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, aumentaria ou reduziria o valor dos recursos líquidos a serem captados por nós na Oferta em R$1.827.593.

Pretendemos utilizar os recursos líquidos que recebermos em decorrência da emissão das Ações Ordinárias em nossos projetos da seguinte forma:

Projeto	Percentagem dos Recursos Obtidos com a Oferta (Fase I)	Percentagem dos Recursos Obtidos com a Oferta (Fase II)
UTE MPX (Pecém)	10,3%	12,6%
UTE Termomaranhão	12,0%	12,6%
UTE Serra do Navio	0,1%	–
Termopantanal Brasil	0,4%	–
UHE Baixo Iguaçu	5,6%	–
PCH Capivara	0,6%	–
UTE Porto do Açu	19,2%	4,4%
UTE Castilla	15,9%	–
UTE Seival II	5,4%	–
Mina de Seival	0,9%	–

Em relação a todos os nossos projetos de geração de energia elétrica e à Mina Seival, os recursos obtidos na presente Oferta e distribuídos na forma descrita acima serão utilizados para fazer frente a investimentos, tais como locação e/ou aquisição de terrenos, realização de obras de construção civil da planta, aquisição de equipamentos (turbinas, maquinário em geral), bem como a despesas pré-operacionais (despesas com pessoal, obtenção de licenças, vendas e as despesas administrativas).

Na hipótese de os recursos obtidos por meio da Oferta representarem apenas parte dos recursos necessários para a implementação dos nossos projetos, priorizaremos o desenvolvimento dos seguintes projetos, em ordem de prioridade: (i) UTE MPX (Pecém); (ii) UTE Termomaranhão; (iii) UTE Porto do Açu (Fase 1); (iv) UTE Castilla; (v) UTE Baixo Iguaçu; (vi) UTE Termopantanal; (vii) UTE Seival II e (viii) PCH Capivara.Para maiores informações a respeito destes projetos, ver as seções "Resumo do Estudo de Viabilidade" e "Atividades da Companhia" nas páginas 122 e 169, respectivamente, deste Prospecto.

Em conjunto com os recursos obtidos nesta Oferta, pretendemos obter linhas de financiamento destinadas a prover recursos para cada um dos nossos projetos por meio de empréstimos, em geral, numa proporção de aproximadamente 75% do investimento total necessário. Para maiores detalhes sobre as linhas de financiamento já aprovadas e a suas condições, ver itens "Financiamento" da descrição de cada um de nossos projetos de geração de energia elétrica, na seção "Atividades da Companhia", na página 169 deste Prospecto.

Além das linhas de financiamento mencionadas, especificamente em relação à UTE Porto do Açu, à UTE Seival II e à UTE Castilla, utilizaremos adiantamentos de recursos que esperamo sejam efetuados por futuros consumidores de energia elétrica gerada por esta planta, de acordo com o sistema de "autoprodução compartilhada" que será utilizada para esta planta. Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 83 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- Capitalização
- Diluição
- Informações Financeiras Selecionadas
- Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional
- Resumo do Estudo de Viabilidade
- Visão Geral do Setor
- Atividades da Companhia
- Administração
- Principais Acionistas
- Informações sobre o Mercado e os Títulos e Valores Mobiliários Emitidos
- Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa
- Operações com Partes Relacionadas
- Descrição do Capital Social

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

CAPITALIZAÇÃO

A tabela a seguir descreve o nosso endividamento de curto e de longo prazo, o nosso patrimônio líquido e a nossa capitalização total em 30 de setembro de 2007. As informações financeiras disponibilizadas neste Prospecto, quando a nós referidas, consideram informações financeiras consolidadas da MPX.

As informações descritas abaixo foram extraídas de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas em 30 de setembro de 2007, em bases efetivas e conforme ajustada de forma a refletir o recebimento de recursos líquidos provenientes da Oferta, de R$1,86 bilhões com base em um preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, depois da dedução das despesas e comissões estimadas, sem considerar a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares. O investidor deve ler esta tabela em conjunto com as informações das seções "Apresentação das Informações Financeiras e Operacionais", "Informações Financeiras Selecionadas", "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional" e nossas demonstrações financeiras e notas correspondentes, anexas a este Prospecto. Excetuando-se o descrito abaixo, não houve mudanças relevantes em nossa capitalização desde 30 de setembro de 2007.

	30 de setembro de 2007	% do Total	Empréstimos contratados após 30 de setembro de 2007	Ajustado para empréstimos contratados após 30 de setembro de 2007	% do Total	Ajustado após a Oferta[2]	% do Total
	(em milhares de R$)		(em milhares de R$)	(em milhares de R$)		(em milhares de R$)	
Disponibilidades	20.286	31,5	107.520	127.806	74,4	1.988.127	97,8
Passivo de Curto Prazo...	59.387	70,0	107.520	166.907	97,1	166.907	8,2
Exigível a Longo Prazo...	3.103	4,0		3.103	1,8	3.103	0,2
Total de Passivos	**62.490**	**74,0**	**–**	**170.010**	**98,9**	**170.010**	**8,4**
Patrimônio Líquido.....	**1.849**	**2,0**		**1.849**	**1,1**	**1.862.170**	**91,6**
Capitalização Total[1]	**64.339**	**100,0**		**171.859**	**100,0**	**2.032.180**	**100,0**

(1) A Capitalização Total é a soma do patrimônio líquido com o total de passivos.

(2) O Ajustado Após a Oferta foi calculado com as seguintes premissas:

(a) Oferta de 1.903.743 ações ordinárias ao preço por Ação estimado em R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto Preliminar; e

(b) Comissões e despesas de R$87,2 milhões.

Com exceção dos empréstimos, não houve qualquer mudança material em nossa capitalização após 30 de setembro de 2007.

Um aumento ou redução de R$1,00 no Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, aumentaria ou reduziria em R$1,83 milhões cada um dos seguintes itens: total do patrimônio líquido e capitalização.

DILUIÇÃO

Em 30 de setembro de 2007, o nosso patrimônio líquido consolidado era de R$1,85 milhão, sendo que o valor patrimonial por ação, na mesma data, era de, aproximadamente, R$0,02 por ação. Após o grupamento de 22 Ações para 1 Ação aprovado pela Assembléia Geral da Companhia ocorrida em 7 de dezembro de 2007, o nosso valor patrimonial é de R$0,38 por ação, que foi determinado pela divisão do patrimônio líquido consolidado pelo número total de ações emitidas pela MPX.

Após efetuar a emissão, no âmbito da Oferta, de 1.903.743 Ações Ordinárias, assumindo que as opções de Ações Adicionais e de Ações Suplementares não sejam exercidas, considerando-se o preço de emissão de R$1.023,00 por Ação Ordinária, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, após a dedução das despesas e comissões estimadas, o valor do nosso patrimônio líquido contábil estimado será de, aproximadamente, R$1.862,17, representando aproximadamente R$277,40 por ação. Este valor representa um aumento imediato no valor patrimonial contábil de aproximadamente R$277,02 por ação e uma diluição imediata de R$745,60 por ação para os investidores que adquirirem as Ações Ordinárias no contexto da Oferta. Essa diluição representa a diferença entre o preço por Ação Ordinária pago pelos novos investidores e o valor patrimonial contábil por ação de emissão imediatamente após a conclusão da Oferta.

As informações descritas acima foram extraídas de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas em 30 de setembro de 2007, em bases efetivas e conforme ajustada de forma a refletir o recebimento de recursos líquidos provenientes da Oferta, de R$1,86 bilhões com base em um preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, depois da dedução das despesas e comissões estimadas, sem considerar a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares. O quadro a seguir ilustra essa diluição:

	em 30 de setembro de 2007
Preço Referencial de Emissão por Ação	R$1.023,00
Valor Patrimonial por Ação antes da Oferta	R$0,38
Aumento do Valor Patrimonial por Ação aos acionistas existentes	R$277,02
Valor Patrimonial por Ação após a Oferta	R$277,40
Diluição do valor patrimonial por Ação para os novos investidores	R$745,60
Percentual de diluição por Ação para novos investidores[(1)]	72,9%

(1) O percentual de diluição dos novos investidores é calculado dividindo-se a diluição por ação ordinária aos novos investidores pelo preço inicial da oferta por ação ordinária.

Um aumento ou redução de R$1,00 no Preço por Ação de R$1.023,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, aumentaria ou reduziria, após a conclusão da Oferta: (i) o valor do nosso patrimônio líquido contábil em R$1,83 milhões; (ii) o valor do patrimônio líquido contábil por Ação em R$0,27; e (iii) a diluição do valor patrimonial contábil por Ação aos investidores desta Oferta em R$0,73, assumindo que o número de Ações oferecidas por meio da Oferta, conforme estabelecido na capa deste Prospecto, não sofrerá alteração, e após a dedução das comissões e despesas da Oferta a serem pagas por nós.

O preço de emissão das nossas Ações Ordinárias não guarda relação com o valor patrimonial e será fixado com base no valor de mercado das ações de nossa emissão, auferido após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*. Para uma descrição mais detalhada do procedimento de fixação do preço de emissão das Ações e das condições da presente Oferta, ver seção "Informações sobre a Oferta" na página 44 deste Prospecto.

Diluição

Temos um Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações ("Plano") que foi aprovado em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 26 de novembro de 2007. O Plano estabelece que poderão ser eleitos como beneficiários de outorgas de opção de compra de ações: (i) os nossos administradores; e (ii) outros participantes indicados pelo Presidente do Conselho de Administração. As opções de compra ou subscrição de ações a serem outorgadas nos termos do Plano poderão conferir direitos de aquisição ou subscrição sobre um número de ações que não exceda 1% das ações do nosso capital social, limitada ao limite do capital autorizado previsto em nosso Estatuto Social. Nesta data, já foram outorgadas opções para cinco dos membros de nosso Conselho de Administração, em uma quantidade equivalente a 8.700 ações (após o grupamento de ações de 22:1 ocorrido em 7 de dezembro de 2007) ou 0,13% do nosso capital social, ao preço de R$57,86 por ação, cujo *vesting* se dará em cinco anos. As demais opções a serem outorgadas no âmbito do Plano serão outorgadas com um preço de exercício de, no mínimo, 80% do valor de mercado das Ações calculado nos 20 pregões da BOVESPA imediatamente anteriores à data de outorga das opções.

Considerando-se a premissa de exercício integral de todas as opções contempladas pelo Plano na data deste Prospecto, teríamos (a) de um lado, e emissão de 8.700 novas Ações para os membros de nosso Conselho de Administração, ao preço de R$57,86, que seria R$965,14 menor do que o Preço por Ação, resultando na integralização de um valor total de R$503.382,00, considerando o ponto médio da faixa de preço constante da capa deste Prospecto; e, (b) de outro lado, a emissão de 59.106 novas Ações para os eventuais outros beneficiário ainda não outorgados pela Companhia, ao preço de exercício de R$818,40, que equivaleria a 80% do Preço por Ação, resultando na integralização de um valor total de R$48.372.350,40, também considerando o ponto médio da faixa de preço constante da capa deste Prospecto. Observando a premissa de exercício integral de todas as opções identificadas nos itens (a) e (b) acima, e sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, após a dedução das comissões e despesas a serem pagas por nós no âmbito desta Oferta, o valor do nosso patrimônio líquido, de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, em 30 de setembro de 2007, seria de R$1.911,05 milhões, ou R$281,84 por Ação, resultando, portanto, em uma apreciação do valor patrimonial contábil por Ação de R$4,43 para os atuais acionistas, e uma diluição imediata do valor patrimonial contábil por Ação de R$438,98 para os novos acionistas. Adicionalmente, o exercício integral das opções identificadas nos itens (a) e (b) acima, resultariam em um custo de oportundiade para Companhia de R$20,49 milhões, valor este que deixaria de ser integralizado pelos outorgados em razão do preço de exercício das opções em questão.

Para informações adicionais sobre nosso Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações, veja a seção "Administração – Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia" deste Prospecto.

Adicionalmente, nosso acionista controlador concedeu opções secundárias para diretores, gerentes e colaboradores de suas empresas, as quais não diluirão os investidores e se encontram descritas na seção "Administração" deste Prospecto.

Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% da participação que a AMCI detém, correspondente a 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe. Esse contrato com a AMCI contempla a possibilidade de a MPX adquirir sua participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações a serem emitidas pela MPX, dentre outras formas de pagamento.

Caso a MPX decida adquirir essa participação mediante a permuta de ações, novas ações deverão ser emitidas, o que poderá diluir a sua participação no nosso capital social em uma proporção que ainda não podemos estimar, em razão da relação de troca ainda não ter sido definida e tampouco o critério de avaliação de ações.

Ressaltamos, ainda, que, nos últimos cinco anos, não houve qualquer aquisição de ações representativas do capital social da Companhia por nossos administradores e/ou acionista controlador.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

As informações financeiras selecionadas referentes ao balanço patrimonial consolidado e demonstração de resultados consolidada derivam das demonstrações financeiras consolidadas relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 e das informações financeiras relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006. As demonstrações financeiras regulares da Companhia e exigidas pela legislação e regulamentação societária brasileira são atualmente auditadas ou revisadas pela KPMG Auditores Independentes de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

As demonstrações financeiras consolidadas relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 e as informações financeiras consolidadas relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006 estão incluídas neste Prospecto Preliminar. Os resultados financeiros para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2007 não são necessariamente indicadores dos resultados que podem ser esperados para 31 de dezembro de 2007 ou para qualquer outro período.

Os quadros abaixo apresentam um sumário das nossas demonstrações financeiras para os períodos indicados. As informações abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas e respectivas notas da Companhia, incluídas neste Prospecto Preliminar, e com a seção "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional", na página 96 deste Prospecto, onde apresentamos análise vertical e horizontal dessas demonstrações financeiras, contemplando as variações entre os períodos/exercícios e respectivos comentários, acompanhados dos respectivos comentários sobre as principais variações.

Informações financeiras selecionadas

Balanço Patrimonial

	30 de setembro de					31 de dezembro de							
ATIVO	**2007**	**%**	**2006**	**%**	**% 06/07**	**2006**	**%**	**2005**	**%**	**% 05/06**	**2004**	**%**	**% 04/05**
							(em R$ mil)						
Ativo Circulante													
Disponibilidades	20.286	29,6%	88	0,5%	22952,3%	88	0,5%	335	1,9%	-73,7%	63	0,5%	431,7%
Adiantamentos diversos	146	0,2%	20	0,1%	630,0%	89	0,5%	1	0,0%	8800,0%	232	1,7%	-99,6%
Imposto a recuperar	80	0,1%	72	0,4%	11,1%	75	0,4%	66	0,4%	13,6%	–	0,0%	100,0%
Despesas antecipadas	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	501	3,7%	-100,0%
Partes relacionadas	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	734	0,0%	-100,0%	0	0,0%	100,0%
	20.512	**29,9%**	**180**	**1,0%**	**11295,6%**	**252**	**1,4%**	**1.136**	**6,3%**	**-77,8%**	**796**	**5,8%**	**42,7%**
Não circulante													
Realizável a Longo Prazo													
Partes relacionadas	7	0,0%	77	0,4%	-90,9%	452	2,5%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	0,0%
Outros créditos	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	36	0,0%	23	0,1%	56,5%	–	0,0%	100,0%
	7	**0,0%**	**77**	**0,4%**	**-90,9%**	**488**	**2,7%**	**23**	**0,1%**	**2021,7%**	**–**	**0,0%**	**100,0%**
Permanente													
Investimentos													
Participação em controladas	–		–			–		–			–	0,0%	0,0%
Outros			–			–		–			53	0,4%	-100,0%
Imobilizado	40.608	59,2%	12.267	69,5%	231,0%	12.280	67,3%	12.597	69,8%	-2,5%	10.268	75,4%	22,7%
Diferido	7.447	10,9%	5.127	29,0%	45,3%	5.225	28,6%	4.297	23,8%	21,6%	2.499	18,4%	71,9%
	48.055	**70,1%**	**17.394**	**98,5%**	**176,3%**	**17.505**	**95,9%**	**16.894**	**93,6%**	**3,6%**	**12.820**	**94,2%**	**31,8%**
Total do Ativo	**68.574**	**100,0%**	**17.651**	**100,0%**	**288,5%**	**18.245**	**100,0%**	**18.053**	**100,0%**	**1,1%**	**13.616**	**100,0%**	**32,6%**

	30 de setembro de					31 de dezembro de							
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**2007**	**%**	**2006**	**%**	**% 06/07**	**2006**	**%**	**2005**	**%**	**% 05/06**	**2004**	**%**	**% 04/05**
							(em R$ mil)						
Passivo Circulante													
Fornecedores	259	0,4%	15	0,1%	1626,7%	66	0,4%	2	0,0%	3200,0%	26	0,2%	-92,3%
Impostos e contribuições a recolher	700	1,0%	243	1,4%	188,1%	311	1,7%	206	1,1%	51,0%	7	0,1%	2842,9%
Salários, férias e encargos a pagar	177	0,3%	58	0,3%	205,2%	51	0,3%	32	0,2%	59,4%	–	0,0%	100,0%
Empréstimos	56.555	82,5%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	0,0%
Outras contas a pagar	1.696	2,5%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	0,0%
	59.387	**86,6%**	**316**	**1,8%**	**18693,4%**	428	**2,3%**	**240**	**1,3%**	**78,3%**	**33**	**0,2%**	**627,3%**
Não circulante													
Exigível a Longo Prazo													
Partes Relacionadas	603	0,9%	5.781	32,8%	-89,6%	6.690	36,7%	4.897	27,1%	36,6%	14.279	104,9%	-65,7%
Adiantamento recebido	2.500	3,6%	–	0,0%	100,0%	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	0,0%
	3.103	**4,5%**	**5.781**	**32,8%**	**-46,3%**	6.690	**36,7%**	**4.897**	**27,1%**	**36,6%**	**14.279**	**104,9%**	**-65,7%**
Participações Minoritárias	4.235	6,2%	4.492	25,4%	-5,7%	4.492	24,6%	4.492	24,9%	0,0%	225	1,7%	1896,4%
	4.235	**6,2%**	**4.492**	**25,4%**	-5,7%	4.492	**24,6%**	**4.492**	**24,9%**	**0,0%**	**225**	**1,7%**	**1896,4%**
Patrimônio Líquido													
Capital social	10.580	15,4%	10.580	59,9%	0,0%	10.580	58,0%	10.580	58,6%	0,0%	1	0,0%	1057900,0%
Prejuízos Acumulados	-8.731	-12,7%	-3.518	-19,9%	148,2%	-3.945	-21,6%	-2.156	-11,9%	83,0%	-922	-6,8%	133,8%
	1.849	**2,7%**	**7.062**	**40,0%**	**-73,8%**	6.635	**36,4%**	**8.424**	**46,7%**	**-21,2%**	**-921**	**-6,8%**	**-1014,7%**
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**68.574**	**100,0%**	**17.651**	**100,0%**	**288,5%**	18.245	**100,0%**	**18.053**	**100,0%**	**1,1%**	**13.616**	**100,0%**	**32,6%**

Demonstração de Resultado

	30 de setembro de					31 de dezembro de							
	2007	**%**	**2006**	**%**	**% 06/07**	**2006**	**%**	**2005**	**%**	**% 05/06**	**2004**	**%**	**% 04/05**
							(em R$ mil)						
Receita Líquida de Vendas	**–**	**100,0%**	**–**	**100,0%**	0,0%	**–**	**100,0%**	**–**	**100,0%**	**0,0%**	**–**	**100,0%**	**0,0%**
Custos dos Bens	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	0,0%	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**
Resultado Bruto	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	0,0%	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**
Despesas Operacionais													
Equivalência patrimonial	–		–			–		–			25.700	0,0%	-100,0%
Administrativas e gerais	-4.513	0,0%	-1.339	0,0%	237,0%	-1.704	0,0%	-2.060	0,0%	-17,3%	-494	0,0%	317,0%
Receitas financeiras	51	0,0%	7	0,0%	628,6%	9	0,0%	342	0,0%	-97,4%	–	0,0%	100,0%
Despesas financeiras	-324	0,0%	-30	0,0%	980,0%	-94	0,0%	-255	0,0%	-63,1%	-1	0,0%	-100,4%
Outras receitas/despesas operacionais	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	169	0,0%	-100,0%	-574	0,0%	-129,4%
Lucro (prejuízo) operacional	**-4.786**	**0,0%**	**-1.362**	**0,0%**	**251,4%**	-1.789	**0,0%**	**-1.804**	**0,0%**	**-0,8%**	**24.631**	**0,0%**	**-107,3%**
Resultado não operacional	–	0,0%	–	0,0%	0,0%	–	0,0%	-242	0,0%	-100,0%	-	0,0%	-100,0%
Lucro (prejuízo) do período/exercício antes das participações minoritárias	**-4.786**	**0,0%**	**-1.362**	**0,0%**	**251,4%**	-1.789	**0,0%**	**-2.046**	**0,0%**	**-12,6%**	**24.631**	**0,0%**	**-108,3%**
Participação minoritária	–		–		0,0%	–		-2	0,0%	-100,0%	–		-100,0%
Lucro líquido (prejuízo) do período/exercício	**-4.786**	**0,0%**	**-1.362**	**0,0%**	**251,4%**	-1.789	**0,0%**	**-2.048**	**0,0%**	**-12,6%**	**24.631**	**0,0%**	**-108,3%**
Lucro Líquido por Lote de Mil Ações - R$	**-0,05**		**-0,01**			-0,02		**-0,02**			**24.631**		

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E O RESULTADO OPERACIONAL

Esta seção contém estimativas e declarações futuras que envolvem riscos e incertezas. Os nossos resultados reais poderão diferir significativamente dos resultados discutidos nesta seção no que concernem estimativas e declarações futuras, em decorrência de diversos fatores, inclusive, porém não limitado, ao fato de que a dinâmica econômica passada não refletirá a futura, tendo em vista os novos projetos a serem desenvolvidos, e a fatores descritos na seção "Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro", "Resumo do Estudo de Viabilidade" e os assuntos descritos neste Prospecto em geral.

A discussão abaixo se baseia em, e deve ser lida em conjunto com, nossas demonstrações financeiras auditadas e notas explicativas correspondentes incluídas neste Prospecto, bem como as seções "Apresentação das Informações Financeiras e Operacionais", "Resumo das Demonstrações Financeiras", "Informações Financeiras Selecionadas", "Resumo do Estudo de Viabilidade" e as outras informações financeiras incluídas neste Prospecto. As informações financeiras incluídas nas seções deste Prospecto mencionadas acima foram apresentadas em milhões.

As demonstrações financeiras consolidadas, auditadas ou revisadas, conforme o caso, em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004, e para os períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006, incluídas neste Prospecto, foram preparadas de acordo com as Práticas Contábeis emanadas da Lei das Sociedades por Ações, legislação específica emanada pela ANEEL, e nas normas da CVM.

VISÃO GERAL

Acreditamos que a nossa Companhia possui o maior projeto de geração de energia do Brasil, compreendendo operações integradas de geração de energia elétrica no Brasil e na América Latina, onde inicialmente desenvolvemos um projeto no Chile. Adicionalmente, de modo a integrar nossas operações, temos projetos de mineração de carvão. Nosso objetivo é alcançar uma posição de destaque no mercado brasileiro, aproveitar oportunidades estratégicas na América Latina e capitalizar oportunidades de comercialização de energia. Nosso projeto está em fase de desenvolvimento e é fundamentado em seis pilares:

- Base de geração diversificada com predominância térmica;
- Integração vertical na cadeia de geração de energia;
- Localização estratégica dos projetos, escalabilidade e diversificação multi-regional;
- Estratégia de comercialização diferenciada;
- Administração com vasta experiência; e
- Capitalização das sinergias das empresas do Grupo EBX.

Estamos desenvolvendo nove projetos de geração de energia, a maioria com sites já identificados e parte deles com sua energia negociada, como por exemplo, a UTE MPX (Pecém) e a UTE Termomaranhão que, em 16 de outubro de 2007, venderam a quase totalidade de sua capacidade de geração de energia da primeira fase no leilão realizado pela CCEE, através de contratos com duração de 15 anos, garantindo assim um fluxo de caixa estável para esses empreendimentos.

Nossos projetos compreendem primordialmente plantas termelétricas a carvão, uma usina hidrelétrica e uma PCH. Caso seja atingida a plena capacidade de nossos projetos, estimamos que eles poderão gerar aproximadamente 9.647 MW, com grande representatividade no mercado brasileiro, se considerarmos que, em 31 de dezembro de 2006, o Brasil possuía 105.000 MW instalados no seu parque gerador do Sistema Interligado. Já possuímos licenças ambientais para 5 projetos, estes com capacidade instalada de 1,5 GW, bem como áreas com potencial para geração de 8,6 GW, incluindo as duas fases de 8.667 MW.

Em linha com nossa estratégia de verticalização, possuímos uma mina de carvão no Sul do País e estamos negociando opções de compra de participação em minas de carvão no exterior e a contratação de fornecimento de carvão mineral importado com parceiros estratégicos internacionais.

Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% do capital social da companhia (*joint venture company*) que é proprietária de 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe, objeto da Licença de Prospecção e Pesquisa, emitida em 07 de junho de 2004, pelo Ministério de Recursos Minerais e Energia da República de Moçambique.

Ainda, segundo o contrato com a AMCI, nos foi outorgado um direito de preferência para adquirir parte ou totalidade da produção de carvão mineral para geração térmica extraído desta mina. A AMCI estima que a mina terá capacidade de produção de 3 milhões de toneladas de carvão por ano, durante a primeira fase do projeto, e que sua expansão dependerá da duplicação da infra-estrutura logística da região, que atualmente está em fase de construção por grupos estrangeiros. O contrato com a AMCI contempla a possibilidade de a MPX adquirir sua participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações a serem emitidas pela MPX, cuja relação de troca ainda não foi definida e tampouco o critério de avaliação das ações, dentre outras formas de pagamento, o que não implicaria em uma utilização dos recursos decorrentes da Oferta. Para maiores detalhes sobre a possibilidade de permuta de ações para a aquisição de participação na Mina de Moçambique, ver seção "Diluição" na página 92 deste Prospecto.

O Projeto Reveuboe está localizado adjacente à Mina de Moatize, controlada pela CVRD, da qual a AMCI também detém participação minoritária, e está em fase de realização de estudo de viabilidade. A AMCI já realizou estudo de escopo/pré-viabilidade do Projeto Reveuboe, e a conclusão da viabilidade da mina depende da realização de maiores estudos de pesquisa geológica, da definição dos investimentos em capital e custos operacionais e da conclusão dos contratos de logística da mina. O nosso direito de primeira oferta se estende a até 90 dias após a conclusão do estudo de viabilidade definitivo do Projeto Reveuboe, a ser elaborado sob a supervisão da AMCI.

Nosso principal projeto é a UTE Porto do Açu, que será uma usina termelétrica a base de carvão, a ser instalada no Estado do Rio de Janeiro, com capacidade de geração projetada de 1.400MW, na primeira fase com previsão para 2012, e 4.000MW, na segunda fase com previsão de início para 2015, representando, aproximadamente, 55% da nossa capacidade de geração projetada. Durante a primeira fase do projeto, toda a energia gerada será destinada exclusivamente ao Mercado Livre, utilizando o conceito de "autoprodução compartilhada", o que permitirá que consumidores livres se classifiquem como auto-produtores, possibilitando otimizações fiscais e comerciais para o empreendimento. Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 340 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto. O carvão mineral a ser utilizado na UTE Porto do Açu será fornecido por mina própria, permitindo que a Companhia gerencie plenamente seus custos e ofereça aos seus parceiros contratos de longo prazo.

A tabela abaixo apresenta as principais características dos nossos projetos:

Projetos em desenvolvimento	Capacidade estimada de geração (MW) (Fase I/II)	Fonte	Início da Construção	Início das Operações (Fase I/II)	Acionistas(%)	Etapa do Licenciamento Ambiental	Investimento Total (US$) (Fase I/Fase II)	Custo de Instalação (US$/MW)
UTE MPX (Pecém) (Ceará)	720/360	Carvão	2008	2011/2013	50% MPX[2] 50% EDP	LI[3]	1,22 bilhões/ 733 milhões	1.695/2.035
UTE Termomaranhão (Maranhão)	360/360	Carvão	2008	2011/2013	100% MPX	LP[4]	698 milhões/ 733 milhões	1.938/2.035
UTE Porto do Açú (Rio de Janeiro)	1.400[1]/4.000	Carvão	2009	2012[1]/2015 a 2018	70% MPX 30% Centennial Asset	Em andamento	2,7 bilhões/ 8,2 bilhões	1.949/2.048
UTE Castilla (III Región de Atacama – Chile)	1.400	Carvão	2009	2012/2013	70% MPX 30% Ardpoint	Em andamento	2,7 bilhões	1.946
UTE Serra do Navio (Amapá)	23	Diesel	Julho/2007	Dez./2007	51% MPX 49% Eletronorte	LI	29,6 milhões	1.273
PCH Capivara (Amapá)	30	Hidro	2008	2011	51% MPX 49% Eletronorte	Em andamento	60 milhões[6]	2.000
UHE Baixo Iguaçú (Paraná)	350	Hidro	2008	2013	70% MPX 30% Desenvix	Em andamento	525 milhões	1.500
UTE Termopantanal Brasil (Mato Grosso do Sul)	44	Gás Natural	2008	2011	66,7% MPX 33,3% CRE	LP	43 milhões	978
UTE Seival II (Rio Grande do Sul)	600	Carvão	2009	2014	100% MPX	Em andamento	1,4 bilhão	2.321
Mina de Seival (Rio Grande do Sul)			Em desenvolvimento	2011	70% MPX 30% CCP	LO[5]	101 milhões[6]	Não aplicável
CAPACIDADE TOTAL(MW)	**9.647**							

(1) 700MW em 2012 e 700MW em 2013.
(2) Segunda fase da UTE MPX será desenvolvida exclusivamente pela Companhia.
(3) Licença de Instalação para a fase 1.
(4) Licenção Prévia para a fase 1.
(5) Licença de Operação para a fase 1.
(6) Expectativa da Companhia.

Além dos projetos listados acima, detemos uma Licença de Instalação para a implementação de uma usina termelétrica com base em óleo combustível que, por solicitação do Governo do Estado do Ceará, estamos transferindo para o Muncípio de Sobral. O processo para a nova licença de instalação já foi iniciado. Para maiores detalhes sobre o projeto da UTE Sobral, ver a Seção "Atividades da Companhia" na página 169 deste Prospecto.

Políticas e Estimativas Contábeis Críticas

Na elaboração de nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nos baseamos em estimativas e premissas derivadas de nossa experiência histórica e de vários outros fatores que entendemos ser razoáveis e relevantes. As "Políticas e Estimativas Contábeis Críticas" são aquelas consideradas importantes na determinação da posição financeira e dos resultados das operações e cuja determinação é mais difícil, subjetiva e complexa, exigindo, freqüentemente, estimativas sobre questões futuras ou inerentemente incertas por parte de nossa administração. A aplicação das "Políticas e Estimativas Contábeis Críticas" geralmente requer julgamento por parte da administração com relação aos efeitos dos assuntos que sejam relacionados ao valor dos ativos e passivos e dos resultados de nossas operações. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá afetar nossa situação patrimonial e financeira, bem como os resultados das operações por resultar em valores diferentes dos estimados. Segue abaixo discussão sobre o que a administração considera como políticas e estimativas contábeis críticas, incluindo algumas de suas variáveis, premissas e a sensibilidade a que essas estimativas estão sujeitas.

Custos com Processos Ambientais e Reabilitação do Local

Especificamente em relação à nossa operação na Mina de Seival, as despesas relacionadas ao cumprimento dos regulamentos ambientais serão registradas a débito de lucros ou capitalizadas conforme apropriado durante a operação. Esses programas têm o objetivo de minimizar o impacto ambiental de nossas atividades. Adotaremos a contabilização de um passivo ao valor justo de nossas obrigações para a reabilitação do local dos nossos ativos no período no qual essas obrigações forem incorridas. Consideramos como estimativas contábeis relevantes as estimativas contábeis relacionadas aos custos com processos e fechamento. Os custos futuros com a descontinuidade da mina serão estimados anualmente, levando em consideração o estágio real de exaustão e a data de exaustão estimada. Os custos com descontinuidades futuros e estimados são descontados ao valor presente utilizando-se uma taxa de juros ajustada e de acordo com o risco inerente às nossas operações.

Perdas por Queda no Valor de Recuperação, Depreciação, Exaustão e Amortização dos Ativos Imobilizado e Diferido

Reavaliamos periodicamente a necessidade de realizar testes sobre a recuperabilidade dos ativos de longo prazo, baseada em vários indicadores como o nível de lucratividade dos negócios e desenvolvimento tecnológico. Quando necessários na ocorrência de qualquer evento negativo, tal como uma queda significativa no valor de mercado do ativo imobilizado ou uma mudança adversa significativa na maneira como o ativo de longo prazo está sendo utilizado, fluxos de caixa são preparados para determinar se o valor contábil do ativo imobilizado e dos ativos diferidos são recuperáveis. Para estimar os fluxos de caixa futuros, utilizamos várias premissas e estimativas. Essas premissas e estimativas podem ser influenciadas por diferentes fatores internos e externos tais como tendências econômicas e da indústria, taxas de juros, taxas de câmbio, mudanças nas estratégias de negócios e nos tipos de produtos oferecidos ao mercado.

Reconhecemos para os bens de geração de energia elétrica, despesas de depreciação e amortização do imobilizado e também do ativo diferido pelo método linear, a partir da data de entrada efetiva em operação. A vida útil dos ativos é revisada periodicamente baseada em fatos e circunstâncias existentes, como turnos initerruptos de trablho, que poderá resultar na depreciação acelerada dos bens. Devido à natureza de nossos negócios, a determinação da vida útil requer um grau de julgamento considerável. Se formos requeridos a alterar materialmente as premissas utilizadas, as despesas de depreciação e amortização, as perdas por obsolescência e o valor contábil dos ativos imobilizados e diferido poderiam ser materialmente diferentes.

Para nossa operação na Mina de Seival, o método a ser utilizado é o da produção, registrando-se a amortização de acordo com a exaustão da reserva.

Impostos Diferidos

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com base nas diferenças entre os valores contábeis das demonstrações financeiras e os valores que servem de base para a tributação do ativos e passivos, usando as taxas da legislação em vigor. Analisamos regularmente o ativo fiscal diferido e reduz o seu valor de realização, conforme requerido, baseado nas projeções futuras de lucro tributável e na expectativa de realização das diferenças temporárias. Na elaboração das análises utilizadas para sua revisão, somos requeridos a fazer estimativas e premissas significativas relacionadas à determinação do lucro tributável futuro. Para a determinação do lucro tributável futuro, temos que estimar as receitas e despesas tributáveis futuras, as quais estão sujeitas a diferentes fatores internos e externos, como tendências econômicas, práticas da indústria, taxa de juros, alterações nas estratégias de nossos negócios e alterações no tipo e preços dos produtos e serviços que oferece e requisita ao mercado. A utilização de premissas e estimativas diferentes poderia impactar significativamente nossas demonstrações financeiras. Não registramos nenhum imposto de renda diferido, considerando-se o histórico operacional dos últimos três anos.

Provisão para Contingências

Uma contingência é reconhecida no balanço consolidado da Companhia quando ela possui uma obrigação legal sendo questionada, ou como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas de risco envolvidas e analisadas caso a caso, de acordo com consultas realizadas aos advogados e consultores internos e externos da Companhia, e considerando o julgamento de sua administração. Nós continuadamente avaliamos nossas provisões para contingências baseados em mudanças de fatos, circunstâncias e eventos que possam impactar as estimativas, como por exemplo, decisões judiciais, que possam vir a gerar impacto relevante nos resultados das operações e no patrimônio líquido. Não registramos ativos contingentes.

PRINCIPAIS FATORES QUE AFETAM A NOSSA RECEITA E O RESULTADO DE NOSSAS OPERAÇÕES

Conjuntura Econômica Brasileira

Nossos resultados operacionais poderão ser afetados por mudanças na economia nacional, inclusive por mudanças nas taxas de juros de curto e longo prazo, políticas governamentais, índices inflacionários e política cambial.

Em 2004, sustentado pelas exportações, o Brasil retomou o crescimento econômico, especialmente nos setores que são mais sensíveis à expansão de crédito. Os sinais da recuperação do mercado interno foram sentidos positivamente no mercado de trabalho, na renda da população e na aceleração da economia brasileira. O PIB brasileiro cresceu 5,7% e a valorização do Real frente ao Dólar foi de 8,1%, entre 31 de dezembro de 2003 e 2004. Durante o mesmo período, ocorreu a expansão do mercado de trabalho formal, com a criação de aproximadamente 1,9 milhão de postos de trabalho, dinamizando o crescimento da demanda por bens e serviços na economia. A inflação medida pelo IPCA foi de 7,6%. As exportações brasileiras e os investimentos externos injetaram um excedente na conta-corrente superior a US$10,0 bilhões (equivalentes a 2% do PIB brasileiro).

Em setembro de 2004, o BACEN iniciou uma política de aumento da taxa SELIC, já que os indicadores não acompanharam os objetivos definidos pelo Ministério da Fazenda para 2005. O efeito do aumento da taxa SELIC reduziu a atividade econômica do Brasil. Conseqüentemente, o PIB brasileiro cresceu 2,9% em 2005.

Em setembro de 2005, o BACEN iniciou um processo de redução gradual da taxa SELIC, à medida que as estimativas de inflação para 2005 e para os próximos 12 meses começaram a atingir a meta estabelecida. A taxa SELIC fechou o ano 2005 em 18%. Em 2005, a inflação medida pelo IPCA foi de 5,7%, índice superior à meta de 5,1% estabelecida pelo BACEN. A cotação do Real frente ao Dólar atingiu R$2,34 para cada US$1,00, em 31 de dezembro de 2005, com valorização do Real de 13,4%.

Em 2006, o BACEN manteve o processo de redução da taxa SELIC, que atingiu 13,25% em 31 de dezembro de 2006. Neste período, a inflação medida pelo IPCA foi de 3,1%. O Real valorizou-se frente ao dólar em 8,5%, atingindo a taxa de R$2,13 para cada US$1,00 em 31 de dezembro de 2006.

No primeiro semestre de 2007, o BACEN manteve o processo de redução da taxa SELIC, que atingiu 12% em 30 de junho de 2007 e atualmente encontra-se em 11,43%, de acordo com a Economática. Neste período, a inflação medida pelo IPCA foi de 2,1%. O Real valorizou-se frente ao dólar em 9,7%, atingindo a taxa de R$1,92 para cada US$1,00 em 30 de junho de 2007.

A tabela a seguir apresenta dados sobre o crescimento do PIB brasileiro, inflação, taxas de juros e taxa de câmbio (Dólar em relação ao Real) para os períodos indicados:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Exercício social encerrado em 30 de setembro de	
	2004	2005[1]	2006[1]	2006[1]	2007
Crescimento do PIB	4,9%	2,9%	3,7%	2,5%	–
Inflação (IGP-M)[2]	12,4%	1,2%	3,8%	2,3%	4,1%
Inflação (IPCA)[3]	7,6%	5,7%	3,1%	2,0%	3,0%
CDI[4]	16,2%	19,1%	15,2%	14,2%	11,1%
TJLP[5]	9,8%	9,8%	6,9%	7,5%	6,3%
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	8,1%	11,8%	8,5%	7,1%	14,0%
Taxa de câmbio (fechamento) R$ por US$1,00	R$2,654	R$2,341	R$2,138	R$2,173	R$1,838
Taxa média de câmbio R$ por US$1,00[6]	R$2,927	R$2,934	R$2,177	R$2,173	R$1,984

(1) O PIB informado em tais períodos já utiliza a nova metodologia do IBGE.
(2) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preço do mercado medido pela FGV, representando os dados acumulados nos últimos 12 meses de cada período.
(3) A inflação (IPCA) é um índice de preços ao consumidor medido pelo IBGE, representando os dados acumulados nos últimos 12 meses de cada período.
(4) A taxa CDI é a média das taxas dos depósitos interfinanceiros praticados durante o dia no Brasil (acumulada para o mês do fim do período, anualizada).
(5) Representa a taxa de juros aplicada pelo BNDES para financiamento de longo prazo (fim do período).
(6) Média das taxas de câmbio do último dia de cada mês durante o período.

Fontes: BNDES, Banco Central e FGV.

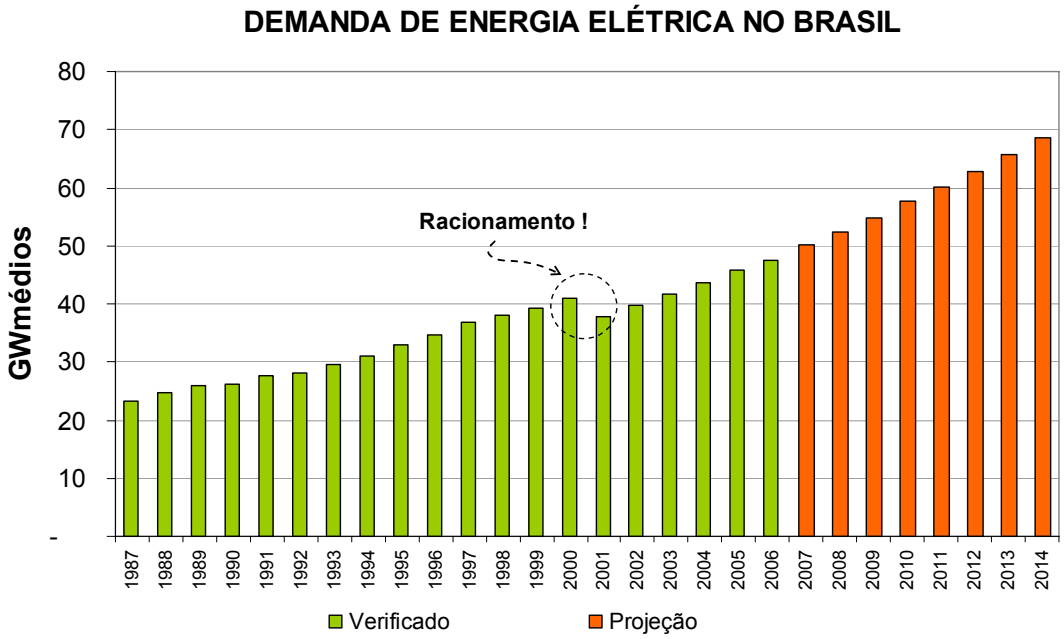
Conjuntura Econômica Chilena

Como parte das nossas operações estão localizadas no Chile, nossos resultados operacionais poderão ser afetados por mudanças na economia chilena. Nos últimos 7 anos, a economia chilena apresentou crescimento positivo, com o aumento do PIB a taxas de 6,2% em 2004, 6,3% em 2005 e 4,2% em 2006. A preocupação do Banco Central Chileno pela estabilidade de preços resultou na aplicação de política monetária de meta de inflação. Desde 2001, a meta de inflação foi definida com uma variação simétrica de 2,0% para 4,0%, centrada em 3,0%, a qual deve ser alcançada de forma permanente em um período médio de dois anos. Em razão dessa política, a inflação alcançou 1,1% em 2003, 2,4% em 2004, 3,7% em 2005 e 2,6% em 2006. A conta atual teve um adicional do PIB de 1,5%, em 2004, 0,6% em 2005 e 2,7% em 2006. A taxa anual de desemprego caiu de 9,0% em 2002 para 8,0% em 2006. Durante 2006, a receita fiscal atingiu níveis recordes decorrentes dos altos preços das *commodities*, especialmente o cobre, resultando em uma receita fiscal adicional igual a aproximadamente 8,2% do PIB. Enquanto isso, a demanda doméstica aumentou em aproximadamente 7,3%, o consumo em 7,1% e investimentos em 5,0%.

Principais Fatores que Afetam a Receita e os Resultados Operacionais

Demanda e Preço

A demanda por energia elétrica varia em função do desempenho dos demais setores produtivos do País, que, por sua vez, serão fortemente influenciados pela atividade econômica no Brasil. Uma diminuição na atividade econômica normalmente irá afetar a demanda pela energia gerada por nós. A partir da década de 80, pode-se observar um aumento na demanda por energia no Brasil, com exceção do ano de 2001, quando ocorreu o racionamento. Em 2005, verificou-se um aumento no consumo de energia elétrica de 4,5% em relação a 2004, enquanto que no ano de 2006 houve um crescimento de 3,9% em relação a 2005. Já em 2007, esperamos que a demanda continue a aumentar em níveis maiores do que em 2006 (entre 4% e 5%).



Fonte:
Dados até 2006: site do ONS, http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia.aspx
Projeção (a partir de 2007): MPX Business Plan, preparado pela PSR Consultoria, pg. 5.

Comercializaremos a energia gerada com base em uma estratégia de maximização de retornos através da eficiente combinação entre alocação no (i) ACR, através de leilões de energia, garantindo um fluxo estável de receita por períodos superiores a 15 anos; (ii) ACL, seja através de contratos tradicionais de compra de energia (PPA) ou da modalidade auto-produção compartilhada. Acreditamos que tal combinação potencializará o aproveitamento de oportunidades advindas da oscilação de preços, em razão de potenciais cenários de escassez de energia, ao mesmo tempo em que nos protege de uma exposição excessiva às condições de mercado. Adicionalmente, a modalidade de auto-produção compartilhada possibilitará o adiantamento de receitas de venda de energia para o financiamento de nossos projetos, bem como inúmeros outros benefícios econômicos (ex.: isenção de tarifas).

Priorizaremos nossa capacidade de comercializar a energia gerada no ACL, tendo em vista que o preço da venda nesse mercado poderá ser mais elevado que os preços praticados no ACR, o qual é sujeito à regulamentação do governo.

Capacidade de Geração

Eventuais atrasos na implementação dos nossos projetos poderão ter impactos negativos relevantes em nossa receita e resultados. Muito embora atualmente não existam projetos de geração de larga escala em desenvolvimento que possam resultar em excesso de oferta e consequentemente impacto negativo no preço da energia, uma vez que o projeto do complexo do Rio Madeira ainda será licitado, é possível que sejam desenvolvidos projetos no médio e longo prazos que causem tal impacto.

Volatilidade da moeda

A maior parte de nossas receitas será denominada em Reais, enquanto que a maior parte de nossos custos (inclusive nossas despesas com financiamento) será denominada em Dólares norte-americanos. Em decorrência disso, caso o real se desvalorize em relação ao patamar atual, esse fator terá um efeito negativo sobre os resultados financeiros reportados de nossas operações, e vice-versa.

Para mitigar essa volatilidade da moeda, temos como política proteger (*hedge)* as nossas posições em moeda estrangeira.

Taxas de Inflação no Brasil

Com base no índice IGP-M, a taxa de inflação no Brasil foi de 25,3% em 2002, 8,7% em 2003, 12,4% em 2004, 1,2% em 2005 e 3,9% em 2006. Nos primeiros nove meses de 2007, a taxa de inflação acumulada no Brasil era de aproximadamente 4,1%. As nossas receitas são indexadas a inflação IGPM e IPCA, e nossos custos operacionais podem não seguir esses índices.

Taxas de Inflação no Chile

Com base no índice IPC, a taxa de inflação no Chile foi de 2,5% em 2002, 2,8% em 2003, 1,0% em 2004, 3,1% em 2005 e 3,4% em 2006. Nos primeiros nove meses de 2007, com base no índice IPC, a taxa de inflação acumulada no Chile era de aproximadamente 6,2%. As nossas receitas no Chile são indexadas ao índice de inflação chilena, enossos custos operacionais podem não seguir esses índices.

Impostos no Brasil

Estamos sujeitos à incidência de diversos impostos no Brasil. Os principais impostos pagos pela Companhia são:

- *Tributos sobre a Receita*. As nossas receitas brutas compreenderão a receita total proveniente das vendas, deduzida de descontos e devoluções, além dos valores que pagamos com relação ao PIS/COFINS e ICMS(aplicável somente nas eventuais operações de venda de energia a consumidor final). As receitas operacionais líquidas representam as receitas deduzidas dos impostos citados.
- *Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro*. A Companhia efetua o pagamento dos imposto sobre a renda e a contribuição social sobre o lucro. A alíquota da contribuição social sobre o lucro é de 9% e do imposto de renda de 25% representando uma tributação total de 34%. A UTE Amapari, a UTE MPX (Pecém) e a UTE Termomaranhão estão situadas em áreas contempladas com benefícios fiscais de redução de imposto de renda. Acreditamos que nossas operações farão jus a esses benefícios, o que reduzirá a alíquota de imposto de renda em 75% pelo prazo de 10 anos a contar do início de operação de cada projeto, resultando numa alíquota total de 15,25% nestes empreendimentos.

As alterações na legislação tributária brasileira, que são freqüentes, poderão ter um impacto significativo sobre os resultados de nossas operações.

Impostos no Chile

Estamos sujeitos à incidência de diversos impostos no Chile. Os principais impostos pagos pela Companhia são:

- *Impuesto al Valor Agregado* ("IVA") à alíquota de 19% sobre o valor agregado das vendas de mercadorias e serviços;
- *Impuesto de Renta* à aliquota de 17% sobre o lucro fiscal, sendo calculado a partir do lucro contábil ajustado por determinados valores, como depreciação acumulada e outros.
- *Impuessto sobre Dividendos* à aliquota de 35% sobre os dividendos distribuídos, abatendo-se a parcela relativa ao valor do imposto de renda já pago sobre o lucro fiscal;
- *Impuesto de Timbre y Estampillas* à aliquota de 0,125% por mês sobre operações de crédito, da data do desembolso até o vencimento, limitado a 1,5%;
- *Impuesto Municipal*, calculado sobre o patrimônio tributário, variando a alíquota de 0,25% a 0,5% dependendo do município,com um limite de aproximadamente US$460 mil por ano.

O Brasil mantêm com o Chile acordo de não bi-tributação, de forma que o imposto de renda pago no Chile é passível de compensação com o imposto de renda a ser pago sobre nossas operações no Brasil.

Benefícios Fiscais e Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)

Esperamos enquadrar nossos projetos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), instituído pelo Governo Federal, as principais medidas estão assim organizadas: (i) investimento em Infra-Estrutura; (ii) estímulo ao crédito e ao financiamento; (iii) melhora do ambiente de investimento; (iv) desoneração e aperfeiçoamento do sistema tributário; e (v) medidas fiscais de longo prazo.

Maiores detalhes sobre o PAC estão disponíveis através do *site*: http://www.fazenda.gov.br/portugues/releases/2007/r220107-PAC.pdf e em sites do Governo Federal.

O principal benefício fiscal trazido pelo PAC é a redução à zero da alíquota de PIS/COFINS para a compra de equipamentos, bem como para a construção. Pretendemos também recorrer a financiamentos enquadrados no PAC, segundo as condições favoráveis de mercado.

Alguns de nossos projetos estão localizados em regiões de incentivo da SUDAN (UTE Termomaranhão) e SUDENE (UTE MPX (Pecém)), onde esperamos usufruir da redução da alíquota do imposto de renda em 75%.

Segundo a legislação brasileira, o ICMS na operação de venda de energia elétrica é diferido para o momento do consumo, o que ocorre quando a energia elétrica é vendida para agentes do setor, que realizam a transmissão e distribuição da energia. Dessa forma, substancial parte de nossas receitas podem não ser tributadas pelo ICMS. Neste contexto, estamos negociando com os Estados onde nossos empreendimentos serão instalados, mecanismos desoneração que não acumulem crédito tributário originário do combustível. Alguns Estados também já incorporam em sua legislação benefícios para o ICMS na compra de equipamentos, para alguns outros estamos negociando mecanismos semelhantes.

Em nossas projeções, consideramos alguns dos benefícios fiscais mencionados acima, conforme descritos nas premissas de projeção. Não podemos, contudo, assegurar que citados benefícios serão utilizados e ou obtidos plenamente em todos os projetos.

COMPARAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DOS PERÍODOS DE NOVE MESES ENCERRADOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2007 E 2006

Principais Alterações nas Contas de Resultado

	Período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de				Var. 06/07
	2007	(%)	2006	(%)	(%)
	(Em milhares de reais)				
Receita Líquida de Vendas	**–**	**100%**	**–**	**100%**	**0,0%**
Custos dos Bens	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**
Resultado Bruto	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**
Despesas Operacionais		**0,0%**		**0,0%**	**0,0%**
Administrativas e gerais	(4.513)	0,0%	(1.339)	0,0%	237,0%
Receitas financeiras	51	0,0%	7	0,0%	628,6%
Despesas financeiras, líquidas de receita de Variação cambial de R$312 em 2007	(324)	0,0%	(30)	0,0%	980,0%
Prejuízo do período	**(4.786)**	**0,0%**	**(1.362)**	**0,0%**	**251,4%**

Receita Líquida de Vendas e Custo dos Produtos Vendidos

Não apresentamos receita líquida de vendas ou custo dos produtos vendidos, considerando que a nossa receita era gerada pela nossa ex-controlada, a Termoceará.

Despesas Administrativas e Gerais

As despesas administrativas e gerais relativas ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2007 foram de R$4.513 mil e R$1.339 mil para o mesmo período findo em 30 de setembro de 2006, representando um aumento de 237,0%, devido principalmente ao aumento da folha de pagamentos, gastos com advogados, auditores e outros serviços de terceiros.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras aumentaram de R$7 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2006 para R$51 mil no mesmo período findo em 30 de setembro de 2007, em função de rendimentos financeiros.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras variaram de R$30 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2006 para R$324 mil no mesmo período findo em 30 de setembro de 2007, devido principalmente aos juros e IOF sobre empréstimos de terceiros captados.

Prejuízo do Período

O prejuízo no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2007 foi de R$4.786 mil, tendo sofrido um aumento de 251,4% quando comparado ao mesmo período findo em 30 de setembro de 2006, no montante de R$1.362 mil, devido principalmente ao aumento das despesas administrativas no período.

COMPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006 E 2005

Principais Alterações nas Contas de Resultado

	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de				Var. 05/06
	2006	(%)	2005	(%)	(%)
	(Em milhares de reais)				
Receita Líquida de Vendas	**–**	**100%**	**–**	**100%**	**0,0%**
Custos dos Bens	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**
Resultado Bruto	**–**	**0,0%**	**–**	**0,0%**	**0,0%**
Despesas Operacionais		**0,0%**		**0,0%**	**0,0%**
Administrativas e gerais	(1.704)	0,0%	(2.060)	0,0%	-17,3%
Receitas financeiras	9	0,0%	342	0,0%	-97,4%
Despesas financeiras	(94)	0,0%	(255)	0,0%	-63,1%
Outras receitas (despesas) operacionais	–	0,0%	169	0,0%	-100,0%
Prejuízo operacional	(1.789)	0,0%	(1.804)	0,0%	0,8%
Resultado não operacional	–	0,0%	(242)	0,0%	-100%
Prejuízo do exercício antes das participações minoritárias	(1.789)	0,0%	(2.046)	0,0%	-12,6%
Participações minoritárias	–	0,0%	(2)	0,0%	100%
Prejuízo do exercício	**(1.789)**	**0,0%**	**(2.048)**	**0,0%**	**12,6%**

Receita Líquida de Vendas e Custo dos Produtos Vendidos

Não apresentamos receita líquida de vendas ou custo dos produtos vendidos, considerando que a parcela substancial de nossa receita era gerada pela nossa ex-controlada, MPX Termocerará.

Despesas Administrativas e Gerais

As despesas administrativas e gerais relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2006 foram de R$1.704 mil quando comparados com o exercício findo em 31 de dezembro de 2005 que foram de R$2.060 mil, representando uma diminuição de 17,3% devido aos gastos incorridos no exercício de 2005 relativos a nossa reestruturação societária à época.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras variaram no exercício de 2005 de R$342 mil para R$9 mil no exercício de 2006, devido aos rendimentos de aplicações financeiras em 2005 que não se repetiram no período seguinte.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras variaram no exercício de 2005 de R$255 mil para R$94 mil no exercício de 2006, devido principalmente as despesas com impostos incorridas no exercício de 2005, sobre mútuo com partes relacionadas.

Prejuízo do Exercício

O prejuízo relativo ao exercício findo em 31 de dezembro de 2006 foi de R$1.789 mil apresentando uma redução de 12,6% quando comparado com o exercício findo em 31 de dezembro de 2005 no montante de R$2.048 mil, devido principalmente a diminuição das despesas administrativas e gerais, bem como as financeiras.

COMPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004

Principais Alterações nas Contas de Resultado

	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de				Var. 05/06
	2005	(%)	2004	(%)	(%)
	(Em milhares de reais)				
Receita Líquida de Vendas	–	100%	–	100%	0,0%
Custos dos Bens		0,0%		0,0%	0,0%
Resultado Bruto	–	0,0%	–	0,0%	0,0%
Despesas Operacionais		0,0%		0,0%	0,0%
Equivalência patrimonial	–	0,0%	25.700	0,0%	100.0%
Administrativas e gerais	(2.060)	0,0%	(494)	0,0%	317,0%
Receitas financeiras	342	0,0%	–	0,0%	100,0%
Despesas financeiras	(255)	0,0%	(1)	0,0%	-100,4%
Outras receitas (despesas) operacionais	169	0,0%	(574)	0,0%	129,4%
Prejuízo Operacional	**(1.804)**	**0,0%**	**24.631**	**0,0%**	**-107,3%**
Resultado não operacional	(242)	0,0%	–	0,0%	-100.0%
Prejuízo Antes das Participações Minoritárias	**(2.046)**	**0,0%**	**24.631**	**0,0%**	**-108,3%**
Participações minoritárias	(2)	0.0%	–	0,0%	-100.0%
Prejuízo do exercício	**(2.048)**	**0,0%**	**24.631**	**0,0%**	**-108.3%**

Receita Líquida de Vendas e Custo dos Produtos Vendidos

Não apresentamos receita líquida de vendas ou custo dos produtos vendidos, considerando que a nossa receita era gerada pela nossa ex-controlada, MPX Termocerará.

Despesas Administrativas e Gerais

As despesas administrativas e gerais relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2005 foram de R$2.060 mil, apresentando um aumento de 317% quando comparadas com o exercício findo em 31 de dezembro de 2004, R$494 mil, devido aos gastos incorridos no exercício de 2005 relativos a reestruturação societária da empresa na época. Para maiores detalhes sobre a reestruturação societária, ver o item "Nossa História" da Seção "Atividades da Companhia" na página 179 deste Prospecto.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras no exercício de 2005 foram de R$342 mil decorrentes de rendimentos de aplicações financeiras.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras de R$255 mil em 2005 são resultado do IOF sobre operações de mútuo e outros encargos.

Prejuízo do Exercício

O prejuízo no exercício findo em 31 de dezembro de 2005 foi de R$2.048 mil, já para o exercício findo em 31 de dezembro de 2004 o resultado foi positivo em R$24.631 mil, representando uma variação negativa de 108,3%. Tal fato deve-se ao registro no ano de 2004 da equivalência patrimonial de R$25.700 mil, até a data da venda, da ex-controlada Termoceará.

COMPARAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DOS PERÍODOS DE NOVE MESES ENCERRADOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2007 E 2006

Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

	30 de setembro de				Var. 06/07
ATIVO	**2007**	**(%)**	**2006**	**(%)**	**(%)**
			(em R$ mil)		
Ativo Circulante					
Disponibilidades	20.286	29,6%	88	0,5%	22952,3%
Adiantamentos diversos	146	0,2%	20	0,1%	630,0%
Imposto a recuperar	80	0,1%	72	0,4%	11,1%
	20.512	**29,9%**	**180**	**1,0%**	**11295,6%**
Não circulante					
Realizável a Longo Prazo					
Partes relacionadas	7	0,0%	77	0,4%	-90,9%
Outros créditos	–	0,0%	–	0,0%	0,0%
	7	**0,0%**	77	**0,4%**	**-90,9%**
Permanente					
Imobilizado	40.608	59,2%	12.267	69,5%	231,0%
Diferido	7.447	10,9%	5.127	29,0%	45,3%
	48.055	**70,1%**	**17.394**	**98,5%**	**176,3%**
Total do Ativo	**68.574**	**100,0%**	**17.651**	**100,0%**	**288,5%**

Circulante

Disponibilidades: O saldo desta conta passou de R$88 mil em 30 de setembro de 2006 para R$20.286 mil em 30 de setembro de 2007, devido aos recursos provenientes de empréstimo para capital de giro.

Adiantamentos diversos: O saldo desta conta passou de R$20 mil em 30 de setembro de 2006, para R$146 mil em 30 de setembro de 2007. Contribuíram com esta variação adiantamentos a prestadores de serviços e adiantamentos para viagens.

Impostos a recuperar: O acréscimo nesta rubrica de R$8 mil decorre da atualização do crédito pela taxa SELIC.

Realizável a Longo Prazo

Partes relacionadas: Apresenta uma redução de R$70 mil no período decorrente de transações com empresas do grupo.

Permanente

Imobilizado: O aumento de R$12.267 mil em 30 de setembro de 2006, para R$40.608 mil em 30 de setembro de 2007, é devido principalmente às aquisições dos equipamentos para construção da planta da UTE Serra do Navio.

Diferido: O aumento de R$5.127 mil em 30 de setembro de 2006 para R$7.447 mil em 30 de setembro de 2007, representa os gastos no desenvolvimento dos projetos, tais como: licenças, estudos, viagens, e consultorias, e gastos iniciais de implantação da planta da UTE Serra do Navio.

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30 de setembro de 2007	(%)	2.006	(%)	Var. 06/07 (%)
			(em R$ mil)		
Passivo Circulante					
Fornecedores	259	0,4%	15	0,1%	1626,7%
Impostos e contribuições a recolher	700	1,0%	243	1,4%	188,1%
Salários, férias e encargos a pagar	177	0,3%	58	0,3%	205,2%
Empréstimos	56.555	82,5%	–	0,0%	100,0%
Outras contas a pagar	1.696	2,5%	–	0,0%	100,0%
	59.387	**86,6%**	**316**	**1,8%**	**18693,4%**
Não circulante					
Exigível a Longo Prazo					
Partes Relacionadas	603	0,9%	5.781	32,8%	-89,6%
Adiantamento recebido	2.500	3,6%	–	–	100,0%
	3.103	**4,5%**	**5.781**	**32,8%**	**-46,3%**
Participações Minoritárias	**4.235**	**6,2%**	**4.492**	**25,4%**	**-5,7%**
	4.235	**6,2%**	**4.492**	**25,4%**	**-5,7%**
Patrimônio Líquido					
Capital social	10.580	15,4%	10.580	59,9%	0,0%
Prejuízos Acumulados	(8.731)	-12,7%	(3.518)	-19,9%	148,2%
	1.849	**2,7%**	**7.062**	**40,0%**	**-73,8%**
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**68.574**	**100,0%**	**17.651**	**100,0%**	**288,5%**

Circulante

Fornecedores: A rubrica apresenta um saldo de R$259 mil em 30 setembro de 2007, montante R$244 mil superior o saldo de R$15 mil em 30 de setembro de 2006, reflexo do aumento dos gastos relativos ao desenvolvimento dos projetos da Companhia.

Impostos e contribuições a recolher: O saldo desta conta passou de R$243 mil em 30 de setembro de 2006, para R$700 mil em 30 de setembro 2007, atribuída principalmente a retenções impostos e IOF sobre operações de mútuo.

Salários, férias e encargos a pagar: A variação de R$119 mil deu-se em decorrência do aumento do número de funcionários.

Empréstimos e Financiamentos: O saldo de R$56.555 mil em 30 de setembro de 2007 é decorrência da contratação de empréstimo em moeda estrangeira de curto prazo para financiamento do capital de giro.

Exigível a Longo Prazo

Exigível a longo prazo: Esse grupo de contas sofreu uma redução de R$5.781 mil em seu saldo em 30 de setembro de 2006 para R$3.103 em setembro de 2007. devido a amortizações efetuadas e também ingresso no valor de R$2.500 mil proveniente de adiantamento efetuado pela Energias do Brasil relativo ao contrato de compra de 50% das ações da UTE MPX (Pecém) assinado em 19 de julho de 2007. Desta forma, o saldo de R$3.103 mil é composto pelos R$2.500 mil do adiantamento acima referido e mais R$603 mil com outras partes.

Participações Minoritárias

A redução de R$257 mil em 30 de setembro de 2007 é reflexo do novo percentual de participação na controlada Seival Sul Mineração Ltda., quando passamos a deter 70% de participação direta nesta última, reduzindo a posição com minoritários.

Patrimônio Líquido

Nosso patrimônio líquido passou de R$7.062 mil em 30 de setembro de 2006, para R$1.849 mil em 30 de setembro de 2007, devido ao prejuízo do período em função dos gastos com salários, consultorias e gastos gerais não atribuíveis diretamente aos projetos.

COMPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006 E 2005

Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

	31 de Dezembro de				Var. 05/06
ATIVO (em R$ mil)	**2006**	**(%)**	**2005**	**(%)**	**(%)**
Ativo Circulante					
Disponibilidades	88	0,5%	335	1,9%	-73,7%
Adiantamentos diversos	89	0,5%	1	0,0%	8800,0%
Imposto a recuperar	75	0,4%	66	0,4%	13,6%
Despesas antecipadas	–	0,0%	–	0,0%	0,0%
Partes relacionadas	–	0,0%	734	4,1%	-100,0%
	252	**1,4%**	**1.136**	**6,3%**	**-77,8%**
Ativo Realizável a Longo Prazo					
Partes relacionadas	452	2,5%	–	0,0%	100,0%
Outros créditos	36	0,2%	23	0,1%	56,5%
	488	**2,7%**	**23**	**0,1%**	**2021,7%**
Ativo Permanente					
Imobilizado	12.280	67,3%	12.597	69,8%	-2,5%
Diferido	5.225	28,6%	4.297	23,8%	21,6%
	17.505	95,9%	16.894	93,6%	**3,6%**
Total do Ativo	**18.245**	**100%**	**18.053**	**100,0%**	**1,1%**

Circulante

Disponibilidades: O saldo desta conta passou de R$335 mil em 31 dezembro de 2005 para R$88 mil em 31 de dezembro de 2006, queda decorrente das nossas atividades regulares.

Adiantamentos diversos: A variação de R$88 mil de 31 de dezembro de 2005 para 2006 é em função de adiantamentos para prestação de serviços efetuados no final de 2006.

Impostos a recuperar: Acréscimo de R$9 mil decorrente da atualização do crédito pela taxa SELIC.

Partes relacionadas: Apresenta saldo zero em 31 de dezembro de 2006 após a liquidação do saldo existente em 2005 no montante de R$734 mil.

Realizável a Longo Prazo

Partes relacionadas: O acréscimo de R$452 mil em 31 de dezembro de 2006 refere-se a desembolsos efetuados em favor de empresas do grupo econômico, futuramente reembolsados.

Permanente

Imobilizado: A redução de R$317 mil em 31 de dezembro de 2006, deu-se basicamente pelo efeito da depreciação.

Diferido: O aumento de R$4.297mil em 31 de dezembro de 2005 para R$5.225 mil em 31 de dezembro de 2006, representa os gastos no desenvolvimento dos projetos, tais como: licenças, estudos, viagens, e consultorias.

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (em R$ mil)	31 de Dezembro de 2006	(%)	2005	(%)	Var. 06/05 (%)
Passivo Circulante					
Fornecedores	66	0,4%	2	0,0%	3200,0%
Impostos e contribuições a recolher	311	1,7%	206	1,1%	51,0%
Salários, férias e encargos a pagar	51	0,3%	32	0,2%	59,4%
	428	**2,3%**	**240**	**1,3%**	**78,3%**
Passivo Exigível a Longo Prazo					
Partes relacionadas	6.690	36,7%	4.897	27,1%	36,6%
	6.690	**36,7%**	**4.897**	**27,1%**	**36,6%**
Participações Minoritárias	4.492	24,6%	4.492	24,9%	0,0%
	4.492	**24,6%**	**4.492**	**24,9%**	**0,0%**
Patrimônio Líquido					
Capital social	10.580	58,0%	10.580	58,6%	0,0%
Prejuizos acumulados	(3.945)	-21,6%	(2.156)	-11,9%	83,0%
	6.635	**36,4%**	**8.424**	**46,7%**	**-21,2%**
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**18.245**	**100,0%**	**18.053**	**100,0%**	**1,1%**

Circulante

Fornecedores: O saldo de R$66 mil em 31 de dezembro de 2006 é reflexo da provisão efetuada para despesas pagas no período seguinte.

Impostos e contribuições a recolher: O acréscimo nesta conta de R$105 mil é atribuído principalmente a retenções impostos e IOF sobre operações de mútuo.

Exigível a Longo Prazo

Partes relacionadas: Esta conta sofreu um aumento de R$1.793 mil de 31 de dezembro de 2005 para 31 de dezembro de 2006, em decorrência de aportes efetuados pelos sócios.

Participações Minoritárias

Não houve modificação nas participações minoritárias de 31 de dezembro de 2005 para 31 de dezembro de 2006, considerando-se que as investidas estão em fase de desenvolvimento dos projetos.

Patrimônio Líquido

Nosso patrimônio líquido passou de R$8.424 mil em 31 de dezembro de 2005, para R$6.635 mil em 31 de dezembro de 2006, devido ao prejuízo do exercício em decorrência de gastos com salários, consultorias e gastos gerais não atribuíveis diretamente aos projetos no ano.

COMPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004

Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

	31 de Dezembro de				Var. 04/05
ATIVO (em R$ mil)	**2005**	**(%)**	**2004**	**(%)**	**(%)**
Ativo Circulante					
Disponibilidades	335	1,9%	63	0,5%	431,7%
Adiantamentos diversos	1	0,0%	232	1,7%	-99,6%
Imposto a recuperar	66	0,4%	–	0,0%	100,0%
Despesas antecipadas	–	0,0%	501	3,7%	-100,0%
Partes relacionadas	734	4,1%	–	0,0%	100,0%
	1.136	**6,3%**	**796**	**5,8%**	**42,7%**
Ativo Realizável a Longo Prazo					
Outros créditos	23	0,1%	–	0,0%	100,0%
	23	**0,1%**	**–**	**0,0%**	100,0%
Ativo Permanente					
Investimentos	–	0,0%	53	0,4%	-100,0%
Imobilizado	12.597	69,8%	10.268	75,4%	22,7%
Diferido	4.297	23,8%	2.499	18,4%	71,9%
	16.894	93,6%	**12.820**	94,2%	**31,8%**
Total do Ativo	**18.053**	**100,0%**	**13.616**	**100,0%**	**32,6%**

Circulante

Disponibilidades: O saldo desta conta passou de R$63 mil em 31 de dezembro de 2004 para R$335 mil em 31 de dezembro de 2005, queda decorrente das nossas atividades regulares.

Adiantamentos diversos: A redução de R$231 mil de 31 de dezembro de 2004 para 31 de dezembro de 2005 deu-se em função da liquidação dos adiantamentos para prestação de serviços.

Impostos a recuperar: O acréscimo nesta rubrica de R$66 mil corresponde a valores de imposto de renda retido na fonte sobre aplicações financeiras.

Partes relacionadas: Apresenta saldo de R$734 mil em 31 de dezembro de 2005, proveniente de operação de cisão, da MPX Participação, quando a recebemos parte dos ativos cindidos.

Realizável a Longo Prazo

Partes relacionadas: Saldo R$23 mil a receber de empresa do Grupo EBX.

Permanente

Imobilizado: O acréscimo de R$2.329 mil de 31 de dezembro de 2004 para 31 de dezembro de 2005, originou-se basicamente dos ativos recebidos na cisão da MPX Participações, e investimentos efetuados no período.

Diferido: O aumento de R$2.499 mil em 31 de dezembro de 2004 para R$4.297 mil em 31 de dezembro de 2005, representa os gastos no desenvolvimento dos projetos UTE Seival e UTE Termopantanal, tais como: licenças, estudos, viagens e consultorias.

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (em R$ mil)	31 de Dezembro de 2005	(%)	2004	(%)	Var. 04/05 (%)
Passivo Circulante					
Fornecedores	2	0,0%	26	0,2%	-92,3%
Impostos e contribuições a recolher	206	1,1%	7	0,1%	2842,9%
Salários, férias e encargos a pagar	32	0,2%	–	0,0%	100,0%
	240	**1,3%**	**33**	**0,2%**	**627,3%**
Passivo Exigível a Longo Prazo					
Partes Relacionadas	4.897	27,1%	14.279	104,9%	-65,7%
	4.897	**27,1%**	**14.279**	**104,9%**	**-65,7%**
Participações Minoritárias	4.492	24,9%	225	1,7%	1896,4%
	4.492	**24,9%**	**225**	**1,7%**	**1896,4%**
Patrimônio Líquido					
Capital social	10.580	58,6%	1	0,0%	1057900,0%
Prejuizos acumulados	(2.156)	-11,9%	(922)	-6,8%	133,8%
	8.424	**46,7%**	**(921)**	**-6,8%**	**-1014,7%**
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**18.053**	**100,0%**	**13.616**	**100,0%**	**32,6%**

Circulante

Fornecedores: O saldo de R$2 mil em 31 de dezembro de 2005 é reflexo da provisão efetuada para despesas pagas no período seguinte.

Impostos e contribuições a recolher: O acréscimo nesta conta de R$213 mil é atribuído principalmente a retenções de impostos e IOF sobre operações de mútuo.

Exigível a Longo Prazo

Partes relacionadas: Esta conta sofreu uma redução de R$9.382 mil de 31 de dezembro de 2004 para 31 de dezembro de 2005, em decorrência de efeito baixa por cisão, na qual recebemos ativos amortizáveis contra o saldo existente da MPX Participações.

Participações Minoritárias

O aumento de R$225 mil em 31 de dezembro de 2004 para R$4.492 mi em 31 de dezembro de 2005 reflete a entrada de novo quotista Cooperativa Rural de Eletrificación na controlada UTE Termopantanal.

Patrimônio Líquido

Nosso patrimônio líquido passou de R$921 mil negativo em 31 de dezembro de 2004, para R$8.424 mil em 31 de dezembro de 2005. O efeito positivo foi devido principalmente à capitalização efetuada pelos sócios no montante de R$10.580 milhões, destinada à manutenção das nossas atividades, líquido da absorção do prejuízo do exercício em decorrência dos gastos com salários, consultorias e gastos gerais não atribuíveis diretamente aos projetos no ano.

Liquidez e Fontes de Recursos

A principal fonte de liquidez será derivada do caixa gerado pelas vendas de energia elétrica, a ser comercializada no Mercado Livre e no Mercado Regulado. A UTE MPX (Pecém) e a UTE Termomaranhão que, em 16 de outubro de 2007, venderam a quase totalidade de sua capacidade de geração de energia da primeira fase no leilão realizado pela CCEE, em contratos com duração de 15 anos, garantindo assim um fluxo de caixa estável para esses empreendimentos.

Acreditamos que essas fontes continuarão sendo suficientes para atender às nossas atuais necessidades de recursos. Estimamos um investimento de aproximadamente US$1,2 bilhões para a primeira fase do projeto UTE MPX (Pecém), a ser financiado na proporção de 25% de recursos próprios e 75% de recursos de terceiros.

Assinamos no dia 15 de outubro de 2007, um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento do projeto UTE Pecém com as seguintes características para a parcela de longo prazo as linhas serão alocadas através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$569 milhões de dólares, e também uma linha do Banco Interamericano de Desenvolvimento (IDB) ou agências multilaterais no valor estimado de US$441 milhões de dólares para as modalidades de A loan e B loan. Não existe qualquer garantia do BNDES, do BID ou das agências multilaterais que o empréstimo será concedido à Companhia. O prazo para financiamento do BNDES é de até 17.8 anos e para IDB até 16 anos. Este projeto já foi enquadrado no BNDES na forma de *project finance*. Foi celebrado, ainda, empréstimo ponte no montante de US$280 milhões para desembolso, em reais ou em dólares, no primeiro ano do projeto e pagamento até a finalização das linhas de longo prazo.

Estimamos que o investimento necessário para a primeira fase da UTE Termomaranhão seja de US$698 milhões, a ser financiado na proporção de 25% de recursos próprios e 75% de recursos de terceiros.

Além disso, assinamos no dia 15 de outubro de 2007, um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento do projeto UTE Termomaranhão com as seguintes características para a parcela de longo prazo as linhas serão alocadas através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$334 milhões de dólares, e também uma linha do Banco Interamericano de Desenvolvimento (IDB) ou agencias multilaterais no valor estimado de US$240 milhões de dólares para as modalidades de A *loan* e B *loan*. Não existe qualquer garantia do BNDES, do BID ou das agências multilaterais de que o empréstimo de longo prazo será concedido à Companhia. O prazo para financiamento do BNDES é de até 17.8 anos e para IDB até 16 anos. Este projeto já foi enquadrado no BNDES na forma de *project finance*. Foi celebrado, ainda, empréstimo ponte no montante de US$160 milhões para desembolso, em reais ou em dólares, no primeiro ano do projeto e pagamento até a finalização das linhas de longo prazo.

No dia 23 de novembro de 2007, assinamos a "Proposta de Assessoria Financeira e de Outorga de Garantia Firme na Concessão e Estruturação de Financiamento Ponte e de Financiamento de Longo-Prazo para a construção da UTE Porto de Açu" com o Santander (a "Proposta") para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI entre 0,75% a.a e 0,90% a.a ("Empréstimo Ponte"); e (ii) para a parcela de longo prazo recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo de repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%. Além disso, contamos com custos acima de Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875% para o mix de linhas do BID e Agencias Multilaterais (MLA). O custo médio estimado para as linhas oriundas de Agências de Crédito de Exportação (ECA) e tendo, também, como base a Libor, podem variar entre 0,05% a 0,40%. Para a parcela em moeda estrangeira (US$), o prazo das linhas podem chegar a 17 anos, ambos na modalidade de *project finance* ("Empréstimo de Longo Prazo", quando referido conjuntamente com o Empréstimo Ponte, o "Financiamento"). O Santander, em sua função de Assessor Financeiro, envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000 (oitocentos e noventa milhões de dólares americanos). As condições do Financiamento indicadas acima poderão sofrer variações, pois refletem as condições atuais de mercado para projetos de características similares e, portanto, estão sujeitas às condições de mercado vigentes à época da efetiva contratação do Financiamento. Adicionalmente, o Financiamento está sujeito às condições precedentes descritas na Proposta, relacionadas ao Projeto, tais como a constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, não ocorrência de mudança material adversa (material adverse change), taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis para este tipo de operação, bem como, dentre outras, às condições usuais de mercado, incluindo condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Financiamento (market flex). Avaliamos, de tempos em tempos, novas oportunidades de investimentos, diretamente ou por meio de suas controladas.

Fluxo de Caixa

A tabela a seguir apresenta determinados componentes de nosso fluxo de caixa para os períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2007 e 2006 e para os exercícios encerrados em 2006, 2005 e 2004:

	Períodos de 9 meses encerrados em 30 de setembro de		Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2006	2005	2004
			(Em R$ mil)		
Disponibilidades líquidas geradas(aplicadas nas) pelas atividades operacionais	(5.350)	427	595	(10.110)	42.389
Disponibilidades líquidas geradas(aplicadas nas) pelas atividades de investimentos	(31.007)	(674)	(842)	(197)	223.782
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos	56.555	–	–	10.579	(290.188)

Período findo em 30 de setembro de 2007

Para o período encerrado em 30 de setembro de 2007, houve uma aplicação nas atividades operacionais de R$5.350 mil, destinada ao resultado negativo do período e liquidação com partes relacionas. Para todos os períodos e exercícios, não se registrou fluxos de geração de caixa oriundos da venda de energia em função da fase de implementação dos projetos.

As aplicações nas atividades de investimento no período encerrado em 30 de setembro de 2007, totalizaram R$31.007 mil, sendo direcionadas para a aquisição de equipamentos para a UTE Serra do Navio e adição ao diferido de outros projetos.

O caixa gerado nas atividades de financiamento para o período findo em 30 de setembro de 2007 foi de R$56.555 mil, oriundo de recursos de curto prazo obtidos junto a instituições financeiras para financiamento de capital de giro.

Período findo em 30 de setembro de 2006

Para o período encerrado em 30 de setembro de 2006, houve uma geração nas atividades operacionais de R$427 mil, devido principalmente ao aumento com partes relacionadas, deduzido do resultado negativo do período.

As aplicações nas atividades de Investimento no período encerrado em 30 de setembro de 2006, totalizaram R$674 mil, que refletem o investimento no diferido de gastos relacionados aos projetos.

Para o período encerrado em 30 de setembro de 2006, não houve atividades de financiamento.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2006

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2006, houve uma geração de caixa nas atividades operacionais de R$595 mil, resultante principalmente do aumento com partes relacionadas, deduzido do resultado negativo do exercício.

As aplicações nas atividades de investimento no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2006 totalizaram R$842 mil, que refletem o investimento no diferido de gastos relacionados aos projetos.

Para o período encerrado em 31 de dezembro de 2006, não houve atividades de financiamento.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2005

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005, houve uma aplicação de caixa de R$10.110 mil nas atividades operacionais, dado principalmente à liquidação de dívida existente com a ex-controlada Termoceará Ltda. Maiores detalhes sobre a operação se encontram na Nota Explicativa nº 8 das nossas demonstrações financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004.

As aplicações nas atividades de investimento no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005, totalizaram R$197 mil, que refletem o investimento no diferido de gastos relacionados aos projetos.

O caixa gerado nas atividades de financiamento para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005 foi de R$10.579 mil, decorrente do aumento de capital no montante de R$17.948 com ativos recebidos em cisão da ex-controladora MPX Participações, e redução de capital no valor de R$7.369 em função de cisão parcial da Companhia. Maiores detalhes sobre estas operações se encontram na Nota Explicativa nº 8 das nossas demonstrações financeiras para o exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2004

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004, houve substanciais alterações nas variações do fluxo de caixa dado a saída da posição consolidada da ex-controlada Termoceará, a qual detinha substancial representatividade nos saldos consolidados. Considerando-se que as variações são examinadas tomando-se por base o saldo no período anterior encerrado em 31 de dezembro de 2003, a geração nas atividades operacionais foi de R$42.389 mil decorrente das reduções nos saldos. Para as atividades de investimentos a geração foi de R$223.782 mil e nas atividades de financiamento a queda foi de R$290.188 mil em decorrência das reduções nos saldos de um período para o outro.

Financiamento dos Projetos

Os investimentos necessários ao desenvolvimento dos nossos projetos serão realizados na proporção de 75% em dívida *(debt)* e 25% em aportes de capital *(equity)*.

A parcela de dívida desses financiamentos poderão ser obtidas junto ao BNDES, BID, instituições multilaterais e outras instituições financeiras.

A Companhia assinou com o Citibank, uma proposta de empréstimo ponte para a UTE Pecém no montante de US$280 milhões e outra para a UTE Termomaranhão no montante de US$160 milhões.

No dia 23 de novembro de 2007, assinamos a "Proposta de Assessoria Financeira e de Outorga de Garantia Firme na Concessão e Estruturação de Financiamento Ponte e de Financiamento de Longo-Prazo para a construção da UTE Porto de Açu" com o Santander (a "Proposta") para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI entre 0,75% a.a e 0,90% a.a ("Empréstimo Ponte"); e (ii) para a parcela de longo prazo recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo de repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%. Além disso, contamos com custos acima de Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875% para o mix de linhas do BID e Agencias Multilaterais (MLA). O custo médio estimado para as linhas oriundas de Agências de Crédito de Exportação (ECA) e tendo, também, como base a Libor, podem variar entre 0,05% a 0,40%. Para a parcela em moeda estrangeira (US$), o prazo das linhas podem chegar a 17 anos, ambos na modalidade de *project finance* ("Empréstimo de Longo Prazo", quando referido conjuntamente com o Empréstimo Ponte, o "Financiamento"). O Santander, em sua função de Assessor Financeiro, envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000 (oitocentos e noventa milhões de dólares americanos). As condições do Financiamento indicadas acima poderão sofrer variações, pois refletem as condições atuais de mercado para projetos de características similares e, portanto, estão sujeitas às condições de mercado vigentes à época da efetiva contratação do Financiamento. Adicionalmente, o Financiamento está sujeito às condições precedentes descritas na Proposta, relacionadas ao Projeto, tais como a constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, não ocorrência de mudança material adversa (material adverse change), taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis para este tipo de operação, bem como, dentre outras, às condições usuais de mercado, incluindo condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Financiamento (market flex).Além disso, Com o objetivo de liquidar dívidas com partes relacionadas e de financiar a UTE Serra do Navio, até a data deste Prospecto, havíamos contratado financiamentos de curto prazo junto ao Banco Itaú BBA. Para maiores detalhes, ver item "Endividamento e Capacidade de Pagamento" desta Seção do Prospecto, na página 118.

Aplicações de Recursos

Investimentos de caixa

Em 30 de setembro de 2007, a MPX possuía disponibilidades de R$20.286 milhões, remanescente do empréstimo contratado destinado a cobrir obrigações de curto prazo.

Caso os recursos obtidos na Oferta não sejam suficientes para financiar a totalidade dos projetos descritos abaixo, a Companhia priorizará o desenvolvimento de projetos seguindo a seguinte ordem de prioridade: (i) UTE MPX (Pecém),(ii) UTE Termomaranhão, (iii) UTE Porto do Açu Fase I, (iv) UTE Castilla , (v) UTE Baixo Iguaçu; (vi) UTE Termopantanal; (vii) UTE Porto do Açu Fase II, (viii) UTE Seival II; e (ix) PCH Capivara.

Não havendo recursos suficientes em decorrência da Oferta, a MPX poderá, ainda, (a) negociar contribuições de capital em projetos específicos com sócios estratégicos, (b) atrasar o início das operações de construção dos projetos e, (c) em último caso, vender ativos que o Conselho de Administração considere menos rentáveis para financiar projetos considerados mais rentáveis.

CAPEX	Realizado até 30 de setembro de 2007	Investimento total necessário	Participação da MPX
		Em Milhares de US$	
UTE MPX (Pecém) - Fase I	0,7	1.220,4	50,0%
UTE MPX (Pecém) - Fase II	–	732,6	100,0%
UTE Termomaranhão - Fase I	–	697,7	100,0%
UTE Termomaranhão - Fase II	–	732,6	100,0%
UTE Porto do Açu - Fase I	–	2.730,0	70,0%
UTE Porto do Açu - Fase II	–	8.190,0	70,0%
UTE Castilla	–	2.724,4	70,0%
UTE Serra do Navio	25,9	29,6	51,0%
PCH Capivara	–	60,0[1]	51,0%
UTE Termopantanal Brasil	15,3	43,0	66,7%
UHE Baixo Iguaçu	–	525,0	70,0%
UTE Seival II	–	1.392,6	100,0%
Mina de Seival	2,5	101,7	70,0%
Total	**44,4**	**19.179,5**	

(1) Expectativa da Companhia.

ENDIVIDAMENTO E CAPACIDADE DE PAGAMENTO

Em 30 de setembro de 2007 o endividamento total em aberto era de R$56.555 mil compreendendo empréstimos de curto prazo garantidos por nosso acionista controlador.

A tabela abaixo contém o detalhamento da composição do passivo existente:

Instituições	Custo da dívida	Vigência	Juros incorridos	Principal
			(R$ mil)	
Até 30 de setembro de 2007				
BANCO ITA-BBA	Variação USD + 8.8% a.a	19/09/2007 a 19/10/2007*	53	20.000
BANCO ITA-BBA	Variação USD + 7.2% a.a	28/09/2007 a 04/01/2008	16	36.800
Variação cambial do período				(314)
Saldo conforme Demonst. Financeiras				56.555
Após 30 de setembro de 2007				
BANCO ITA-BBA	Variação USD + 7.2% a.a	19/10/2007 a 17/03/2008	–	107.520
Total Consolidado				**164.075**

* O prazo de venciomento deste contrato foi prorrogado para 17/03/2008.

Com o objetivo de liquidar dívidas com partes relacionadas e de financiar a UTE Serra do Navio, até a data deste Prospecto, havíamos contratado os seguintes financiamentos de curto prazo:

(i) Em 19 de setembro de 2007, contraímos junto ao Banco Itaú BBA um empréstimo em moeda estrangeira no valor de US$10,718 milhões (R$20 milhões), com vencimento 17 de outubro de 2007. Nesta mesma data, pagamos os juros relativos ao período do mesmo com base na taxa 8,80% a.a. Nesta mesma data, 18 de outubro de 2007, rolamos o principal da dívida (US$10,718) e a mesma terá vencimento em 17 de março de 2008 e taxa de juros de 7,20% a.a. Esse empréstimo tem como garantia, aval de nosso controlador, o Sr. Eike Fuhrken Batista, abrangendo 100% do valor principal e encargos;

(ii) Em 28 de setembro de 2007, contraímos junto ao Banco Itaú BBA um empréstimo em moeda estrangeira no valor de US$20 milhões (R$36,800 milhões), com vencimento em 04 de janeiro de 2008 e juros lineares de 7,2% a.a., e tendo por garantia o penhor da operação de *time deposit* no valor de 120% do valor principal que será garantido por nosso acionista controlador.

(iii) Em 19 de outubro de 2007, contraímos junto ao Banco Itaú BBA um empréstimo em moeda estrangeira no valor de US$60 milhões (R$107,520 milhões), nas mesmas condições do empréstimo contraído em dia 28 de setembro de 2007, descrito no item acima.

(iv) No dia 23 de novembro de 2007, assinamos a "Proposta de Assessoria Financeira e de Outorga de Garantia Firme na Concessão e Estruturação de Financiamento Ponte e de Financiamento de Longo-Prazo para a construção da UTE Porto de Açu" com o Santander (a "Proposta") para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI vai de 0,75% a.a a 0,90% a.a ("Empréstimo Ponte"); e (ii) para a parcela de longo prazo recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo de repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%. Além disso, contamos com custos de acima de Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875% para o mix de linhas do BID e Agencias Multilaterais (MLA). O custo médio estimado para as linhas oriundas de Agências de Crédito de Exportação (ECA) e tendo, também, como base a Libor, podem variar entre 0,05% a 0,40%. Para a parcela em moeda estrangeira (US$), o prazo das linhas podem chegar a 17 anos, ambos na modalidade de *project finance* ("Empréstimo de Longo Prazo", quando referido conjuntamente com o Empréstimo Ponte, o "Financiamento"). O Santander, em sua função de Assessor Financeiro, envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000 (oitocentos e noventa milhões de dólares americanos). As condições do Financiamento indicadas acima poderão sofrer variações, pois refletem as condições atuais de mercado para projetos de características similares e, portanto, estão sujeitas às condições de mercado vigentes à época da efetiva contratação do Financiamento. Adicionalmente, o Financiamento está sujeito às condições precedentes descritas na Proposta, relacionadas ao Projeto, tais como a constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, não ocorrência de mudança material adversa (material adverse change), taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis para este tipo de operação, bem como, dentre outras, às condições usuais de mercado, incluindo condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Financiamento (market flex).

Informações Quantitativas e Qualitativas de Risco de Mercado

Tendo em vista que nosso endividamento será formado por taxas flutuantes, estaremos sujeitos aos riscos de oscilações na taxa de juros. Com base nessa premissa, contratamos no dia 16 de outubro de 2007 para os projetos UTE Pecém e UTE Termomaranhão operações de hedge utilizando instrumentos de derivativos financeiros de juros a fim de evitar flutuações nas taxas de juros e que possivelmente aumentem as despesas financeiras oriundas do endividamento a taxas flutuantes. Esperamos que parcela substancial de nosso endividamento seja denominada em moeda estrangeira e, consequentemente, estaremos sujeitos a riscos de perda em caso de mudanças no câmbio entre o Real e outras moedas. No dia 17 de outubro, a Companhia, apresentava nos livros de UTE Pecém e UTE Termomaranhão operações de derivativos financeiros de moedas contratados, a fim de evitar possíveis perdas oriundas das oscilações no câmbio entre o Real e o Dólar Americano (USD). A administração da companhia tem como política celebrar operações de hedge visando à proteção contra oscilações de moedas e juros.

Acordos Não Registrados no Balanço Patrimonial

Atualmente, não temos quaisquer acordos que não estejam registrados em nosso balanço patrimonial.

Eventos Subsequentes

Os seguintes eventos não constaram em nossas demonstrações financeiras encerradas em 30 de setembro de 2007:

- Empréstimo em moeda estrangeira junto ao Banco Itaú BBA: Em 19 de outubro de 2007, contratamos junto ao Banco Itaú BBA, o montante de US$60 milhões (R$107,520 milhões), com vencimento para 17 de março de 2008, com a incidência de juros lineares de 7,2% a.a., com garantia oferecida pelo nosso sócio controlador.
- Aquisição da totalidade do capital social da Diferencial Energia – Em 15 de outubro de 2007, adquirimos 50% do capital social da Diferencial Energia então detido pela EDP, por do qual passamos a deter a totalidade do capital social da Diferencial Energia. O valor da transação foi de R$23 milhões. A transferência das quotas depende de autorização da ANEEL. Adicionalmente, mantemos compromisso com a EDP de prestação de serviços de consultoria e assessoria firmado entre a Companhia e a UTE MPX (Pecém) no valor de R$40 milhões, que se encontra em fase de negociação devido as alterações na constituição societária para o projeto UTE Maranhão.
- Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% da participação que a AMCI detém correspondente a 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe, bem como direito de preferência para adquirir parte ou totalidade da produção de carvão mineral para geração térmica extraído desta mina. Para maiores informações sobre esta transação, ver Seção "Atividades da Companhia" na página 169 deste Prospecto.
- Em 15 de outubro de 2007, assinamos um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento do projeto UTE Pecém, com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$280 milhões de dólares para desembolso no primeiro ano do projeto até a finalização das linhas de longo prazo; e (ii) parcela de longo prazo alocada através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$569 milhões, com prazo de 17,8 anos, e uma linha do BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$441 milhões para as modalidades de A loan e B loan, com prazo de 16 anos.
- Em 15 de outubro de 2007, o Comitê de Enquadramento e Crédito do BNDES apresentou resposta à consulta prévia elaborada pela UTE MPX (Pecém), informando o enquadramento do projeto para análise de viabilidade de apoio financeiro pelo BNDES, na modalidade de financiamento de longo prazo estruturado sob a forma de project finance direto.
- Em 15 de outubro de 2007, assinamos um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento do projeto UTE Termomaranhão, com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$160 milhões para desembolso no primeiro ano do projeto até a finalização das linhas de longo prazo; e (ii) parcela de longo prazo alocadas através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$334 milhões, com 17,8 anos de prazo, e uma linha do BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$240 milhões para as modalidades de A loan e B loan, com 16 anos de prazo.
- Em 15 de outubro de 2007, o Comitê de Enquadramento e Crédito do BNDES apresentou resposta à consulta prévia elaborada pela UTE Maranhão, informando o enquadramento do projeto para análise de viabilidade de apoio financeiro pelo BNDES, na modalidade de financiamento de longo prazo estruturado sob a forma de project finance direto.
- No dia 16 de outubro de 2007 e tendo em vista que nosso endividamento será formado por taxas flutuantes, estaremos sujeitos aos riscos de oscilações na taxa de juros. Com base nessa premissa, contratamos para os projetos UTE Pecém e UTE Termomaranhão operações de hedge utilizando instrumentos de derivativos financeiros de juros a fim de evitar flutuações nas taxas de juros e que possivelmente aumentem as despesas financeiras oriundas do endividamento a taxas flutuantes.

- No dia 17 de outubro de 2007 e tendo em vista que a parcela substancial de nosso endividamento seja denominada em moeda estrangeira e, consequentemente, estaremos sujeitos a riscos de perda em caso de mudanças no câmbio entre o Real e outras moedas. Com base nesse premissa, a Companhia, contratou para a UTE Pecém e UTE Termomaranhão operações de derivativos financeiros de moedas contratados, a fim de evitar possíveis perdas oriundas das oscilações no câmbio entre o Real e o Dólar Americano (USD). A administração da companhia tem como política celebrar operações de hedge visando à proteção contra oscilações de moedas e juros.

- No dia 23 de novembro de 2007, assinamos a "Proposta de Assessoria Financeira e de Outorga de Garantia Firme na Concessão e Estruturação de Financiamento Ponte e de Financiamento de Longo-Prazo para a construção da UTE Porto de Açu" com o Santander (a "Proposta") para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI vai de 0,75% a.a a 0,90% a.a ("Empréstimo Ponte"); e (ii) para a parcela de longo prazo recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo de repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%. Além disso, contamos com custos de acima de Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875% para o mix de linhas do BID e Agencias Multilaterais (MLA). O custo médio estimado para as linhas oriundas de Agências de Crédito de Exportação (ECA) e tendo, também, como base a Libor, podem variar entre 0,05% a 0,40%. Para a parcela em moeda estrangeira (US$), o prazo das linhas podem chegar a 17 anos, ambos na modalidade de *project finance* ("Empréstimo de Longo Prazo", quando referido conjuntamente com o Empréstimo Ponte, o "Financiamento"). O Santander, em sua função de Assessor Financeiro, envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000 (oitocentos e noventa milhões de dólares americanos). As condições do Financiamento indicadas acima poderão sofrer variações, pois refletem as condições atuais de mercado para projetos de características similares e, portanto, estão sujeitas às condições de mercado vigentes à época da efetiva contratação do Financiamento. Adicionalmente, o Financiamento está sujeito às condições precedentes descritas na Proposta, relacionadas ao Projeto, tais como a constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, não ocorrência de mudança material adversa (material adverse change), taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis para este tipo de operação, bem como, dentre outras, às condições usuais de mercado, incluindo condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Financiamento (market flex).

- No dia 26 de novembro de 2007, assinamos contrato de compra e venda de ações com a Centennial Asset Ltd. Por meio do qual transferimos 30% da participação acionária na UTE Porto do Açu Energia S.A. O valor da operação foi R$300,00, que corresponde ao valor patrimonial das ações.

RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES

Esta seção apresenta um resumo do estudo de viabilidade baseado em relatórios técnicos que nossa Companhia encomendou a empresas especializadas no setor de produção de energia elétrica e de mineração e contém informações financeiras e operacionais, bem como determinadas projeções operacionais, incluindo informações sobre o cronograma estimado dos projetos, data de início de operações e alcance da capacidade nominal, investimentos esperados e estimativas de custos com aquisição de combustíveis e custos operacionais de cada um dos projetos. Os presentes resumos não contêm todas as informações que o investidor deve considerar antes de investir nas Ações. Antes de tomar uma decisão de investimento, o investidor deve ler este Prospecto Preliminar como um todo, incluindo, mas não se limitando a, informações contidas nas seções "Fatores de Risco", "Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional" e "Atividades da Companhia", assim como nas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas e sumários executivos dos relatórios técnicos inclusos no Estudo de Viabilidade, anexos a este Prospecto Preliminar.

ESTUDO DE VIABILIDADE DA COMPANHIA

O Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto foi preparado com base em informações financeiras projetadas preparadas por consultores e revisores independentes indicados nos relatórios técnicos inlcuídos no referido estudo. As informações financeiras projetadas usadas para elaborar o Estudo de Viabilidade não foram preparadas em linha com a divulgação pública ou o intuito de cumprir com regras divulgadas por quaisquer bolsas de valores ou autoridades responsáveis pelo registro de valores mobiliários de qualquer jurisdição exceto a brasileira. A administração da Companhia acredita que o Estudo de Viabilidade foi preparado em base razoável, refletindo, atualmente, as melhores estimativas e julgamentos disponíveis, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da administração, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia. Entretanto, estas informações não são fatos e não se deve confiar nelas como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros. Os leitores deste Prospecto são advertidos para não colocar indevidas esperanças nas informações financeiras projetadas.

Para a elaboração do Estudo de Viabilidade, nossa Companhia encomendou os seguintes relatórios técnicos:

- Para cada um de seus projetos de geração de eletricidade e para a Mina de Seival – Investigação Técnica, elaborada por Black & Veatch;
- Na identificação das oportunidades de investimento no setor elétrico brasileiro – Plano de Negócios da MPX, elaborado pela PSR Consultoria; e
- Na identificação das oportunidades de comercialização de energia elétrica no Brasil – Plano de Comercialização de Energia, elaborado por nós com apoio técnico da PSR Consultoria.

Os investidores devem observar que as projeções incluídas neste Prospecto refletem determinadas premissas, análises e estimativas de nossa Companhia e das empresas que elaboraram os relatórios técnicos com relação: aos recursos, reservas, cronograma, investimentos, custos operacionais, capacidade de produção e projeções. Apesar de acreditarmos que as premissas utilizadas são razoáveis, a razoabilidade dessas premissas não foi verificada de maneira independente, exceto na medida em que, e na forma descrita nos sumários dos relatórios técnicos anexos ao Estudo de Viabilidade incluso neste Prospecto Preliminar. A nossa capacidade de atingir os resultados operacionais esperados depende, dentre outros fatores, do sucesso das nossas atividades de exploração, da nossa capacidade em obter as autorizações, licenças e concessões necessárias, dos nossos investimentos para o desenvolvimento de nossas usinas geradoras, minas e da operação desses ativos, e de nossas previsões de produção e o desempenho do mercado.

Não podemos garantir que as nossas atividades de geração de energia não serão prejudicadas de maneira significativa por questões de ordem política, ambiental ou outras.

INVESTIGAÇÃO TÉCNICA (BLACK & VEATCH)

O relatório de investigação técnica consiste na avaliação de nove plantas de geração elétrica e uma mina de carvão em desenvolvimento pela MPX e seus parceiros elaborado pela Black & Veatch a pedido da Companhia. As plantas de geração em desenvolvimento estão listadas na tabela abaixo por capacidade e tipo de combustível.

Projetos em desenvolvimento	Capacidade estimada de geração (MW) (Fase I/II)	Fonte	Início da Construção	Início das Operações (Fase I/II)	Acionistas(%)	Etapa do Licenciamento Ambiental	Investimento Total (US$) (Fase I/Fase II)	Custo de Instalação (US$/MW)
UTE MPX (Pecém) (Ceará)	720/360	Carvão	2008	2011/2013	50% MPX[2] 50% EDP	LI[3]	1,22 bilhões/ 733 milhões	1.695/2.035
UTE Termomaranhão (Maranhão)	360/360	Carvão	2008	2011/2013	100% MPX	LP[4]	698 milhões/ 733 milhões	1.938/2.035
UTE Porto do Açú (Rio de Janeiro)	1.400[1]/4.000	Carvão	2009	2012[1]/2015 a 2018	70% MPX 30% Centennial Asset	Em andamento	2,7 bilhões/ 8,2 bilhões	1.949/2.048
UTE Castilla (III Región de Atacama – Chile)	1.400	Carvão	2009	2012/2013	70% MPX 30% Ardpoint	Em andamento	2,7 bilhões	1.946
UTE Serra do Navio (Amapá)	23	Diesel	Julho/2007	Dez./2007	51% MPX 49% Eletronorte	LI	29,6 milhões	1.273
PCH Capivara (Amapá)	30	Hidro	2008	2011	51% MPX 49% Eletronorte	Em andamento	60 milhões[6]	2.000
UHE Baixo Iguaçú (Paraná)	350	Hidro	2008	2013	70% MPX 30% Desenvix	Em andamento	525 milhões	1.500
UTE Termopantanal Brasil (Mato Grosso do Sul)	44	Gás Natural	2008	2011	66,7% MPX 33,3% CRE	LP	43 milhões	978
UTE Seival II (Rio Grande do Sul)	600	Carvão	2009	2014	100% MPX	Em andamento	1,4 bilhão	2.321
Mina de Seival (Rio Grande do Sul)			Em desenvolvimento	2011	70% MPX 30% CCP	LO[5]	101 milhões[6]	Não aplicável
CAPACIDADE TOTAL(MW)	**9.647**							

(1) 700MW em 2012 e 700MW em 2013.
(2) Segunda fase da UTE MPX será desenvolvida exclusivamente pela Companhia.
(3) Licença de Instalação para a fase 1.
(4) Licenção Prévia para a fase 1.
(5) Licença de Operação para a fase 1.
(6) Expectativa da Companhia.

O portfólio consiste em ativos com capacidade de geração de aproximadamente 9.647 MW (sendo destes 7.101 MW pertencentes à MPX). Cinco das nove plantas utilizam como combustível o carvão, uma a diesel, outra a óleo combustível e duas hidrelétricas. A PCH Capivara está listada na Tabela acima, entretanto este estudo não contempla tal planta. O processo de desenvolvimento da PCH Capivara está em fase de implementação com entrada em operação estimada para 2011.

A UTE MPX, a UTE Termomaranhão, a UTE Porto do Açu e a UTE Castilla serão desenvolvidas em duas fases, sendo que a primeira fase destes projetos foi incluída como parte do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto. Os desenhos conceituais técnicos para a segunda fase ainda não foram concluídos.

Conclusões

Baseado no estudo dos desenhos conceituais das plantas, a Black & Veatch chegou às seguintes conclusões em seu relatório:

Viabilidade do Desenho Conceitual

A Black & Veatch revisou os desenhos conceituais e no caso de três das plantas a carvão, participou no processo de elaboração do desenho. A Black & Veatch concorda que os desenhos conceituais foram preparados adequadamente e aparentam ser viáveis neste estágio do processo de desenvolvimento.

Parâmetros de Performance dos Projetos

Em geral, a performance projetada das plantas é consistente com aquela do setor e estão em linha com as expectativas da Black & Veatch.

Projeção dos Investimentos e Custos de Operação e Manutenção

Baseado na combinação de estimativas independentes da Black & Veatch, em sua experiência em desenvolver plantas similares, e em sua revisão da documentação do desenho conceitual e entrevista com os colaboradores da MPX, a projeção dos investimentos e custos de operação e manutenção são razoáveis para suportar o desenvolvimento e operação das plantas.

Regulamentações Ambientais

Baseado na documentação concedida para revisão, as plantas de geração elétrica serão desenhadas com o controle apropriado de tecnologias para atingir as normas regulatórias com padrões de regulamentação de âmbito nacional e orientação para procedimentos internacionais. O status atual desses projetos prevê um período suficiente para completar todos os estudos ambientais e análise das atividades, podendo assim obter as autorizações ambientais necessárias a tempo de começar a construção bem como atingir as datas agendadas para o início das operações. A implementação de programas apropriados de mitigação e monitoramento minimizarão os impactos ambientais de cada projeto.

PLANO DE NEGÓCIOS DA MPX – OPORTUNIDADES DE INVESTIMENTO NO SETOR ELÉTRICO (PSR CONSULTORIA)

O setor elétrico brasileiro necessita de investimentos constantes na expansão da geração de maneira a garantir confiabilidade ao crescimento da economia. O objetivo deste estudo é fornecer a MPX um completo entendimento da estrutura, *drivers*, mecanismos, regulamentação e oportunidades de negócio no mercado elétrico brasileiro, com o objetivo de auxiliar o seu plano de negócios neste setor. O estudo analisa a perspectiva de suprimento do setor elétrico brasileiro até 2014, identificando as necessidades de expansão que são traduzidas em oportunidades de mercado para a MPX e avalia a competitividade e o potencial do portfólio de geração da companhia comparado com outros *players*.

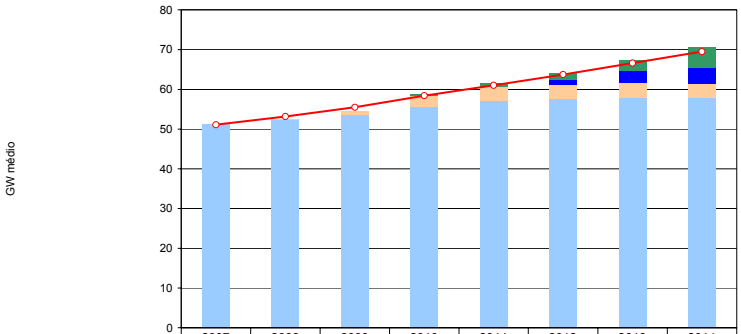
As principais conclusões são apresentadas a seguir.

Oportunidades de mercado

Conforme previsto no Business Plan da MPX preparado pela PSR Consultoria, para sustentar um crescimento do PIB brasileiro de 5% ao ano, cerca de 18.400 MW médios de energia firme deverão ser adicionados ao sistema durante 2007-2014. Acreditamos que a energia elétrica gerada por nossos projetos (9.300 MW médios) poderá ser contratada tanto pelo mercado livre (ACL) quanto pelo regulado (ACR).

Atratividade do portfólio de geração da MPX

A MPX possui um portfólio capaz de atender a esta necessidade de energia, com competitividade em termos de quantidade e atratividade econômica. A próxima Figura mostra como o portfólio da MPX se enquadra na necessidade do mercado de 2012 a 2014.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativo	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.7	2.6	5.3
Portfolio MPX	0	0	0	0	0.1	1.2	3.3	3.8
Leilão de Energia Nova	0.0	0.2	1.0	2.9	3.5	3.7	3.7	3.7
Existente/Em Construção	51.2	52.3	53.6	55.6	57.2	57.5	57.8	57.8
Demanda	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5

Fonte: Business Plan da MPX preparado pela PSR, pg. 5.

Figura 1 – Importância do portfólio da MPX para o cenário de expansão

Praticamente todos os projetos do portfólio da MPX possuem preços de energia abaixo do limite estabelecido atualmente nos leilões de energia.

Quando comparado com outros projetos, este portfólio é competitivo não apenas em termos de preço, mas também em termos de quantidade. Os principais projetos que podem competir com a MPX enfrentam atualmente algumas dificuldades, tais como o Projeto do Rio Madeira, que aguarda a realização de licitação. Por exemplo: (i) projetos hidro estão limitados devido à falta de estudos de viabilidade; (ii) PCH e biomassa também têm potencial limitado (muitos projetos pequenos e sem economia de escala); e (iii) térmicas utilizando gás tem menor competitividade (cláusulas de *take-or-pay* para o gás Boliviano) e maior volatilidade de preço de combustível, alem de, no caso do GNL, risco de penalidade de acordo com a regulação atual.

A MPX possui características adicionais que aumentam o valor da empresa. Por exemplo, seus projetos estão localizados estrategicamente nos quatro subsistemas, o que possibilita o aproveitamento da diferença de preços de curto prazo (PLD) entre os submercados. Além disso, alguns projetos estão localizados próximos às fontes de suprimento de combustível ou, no caso do carvão importado, aos portos, em desenvolvimento por empresas do Grupo EBX. Isto amplia a eficiência logística da companhia, o que pode ser traduzido em menores custos de transporte e maiores *upsides*.

Conforme previsto no Buisiness Plan da MPX preparado pela PSR Consultoria, após 2014, considerando um crescimento do PIB do Brasil de 5%, cerca de 3.500 MW médios de energia deverão ser adicionados por ano ao sistema. Este montante corresponde a uma vez e meia a hidroelétrica de Santo Antônio, que é considerada uma usina de grande porte. Para permitir um crescimento sustentável desta magnitude, serão necessários grandes investimentos no setor elétrico, representando diversas oportunidades de negócio para a MPX.

PLANO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA (MPX COM APOIO TÉCNICO DA PSR CONSULTORIA)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) vem passando por algumas dificuldades para assegurar a expansão da oferta de energia para os próximos anos, dentre as quais se destacam:

- Novos projetos hidrelétricos têm sido raros, devido às crescentes dificuldades para o licenciamento ambiental e à inexistência de um portfólio de novos projetos a serem oferecidos nos próximos leilões, uma vez que os estudos de inventário para novos projetos estão ainda em fase de elaboração pela EPE; além disso, aqueles que conseguem ser viabilizados não dispõem de grandes reservatórios;
- Escassez de gás natural para novos projetos de geração termelétrica e dificuldades de assegurar preços competitivos e volumes firmes para projetos à base de GNL;
- Obstáculos políticos para implantação de programa nuclear; e
- Pesado sistema de penalizações imposto pelo regulador para casos de falta de combustível, evento que tem ocorrido com freqüência para termelétricas a gás natural.

Pode-se, então, observar que, a curto/médio prazo, não são muitas as opções para a expansão com a denominada "geração tradicional", ou "geração de base", ficando apenas por conta de usinas térmicas a carvão, usinas térmicas a gás com confiabilidade de combustível e complementações com fontes alternativas, tais como biomassa, e de PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas).

Dentro desse quadro, a MPX implementará um portfólio de projetos de geração de energia elétrica de excelente valor agregado ao SIN, tendo em vista que:

- Considera projetos em locais estratégicos do SIN (Regiões Norte, Nordeste e Sudeste);
- Considera projetos de usinas térmicas a carvão importado nas regiões Sudeste e Nordeste e a carvão nacional na Região Sul, ambos com total flexibilidade em termos de despacho de geração e confiabilidade no fornecimento de carvão, uma vez que será também a proprietária das usinas de carvão suporte às referidas plantas, tornando-se uma empresa integrada de energia;
- Considera usina a gás natural, a preços competitivos e com estrutura de suprimento de combustível totalmente independente do fornecedor principal existente no Brasil (PETROBRAS);
- Complementa o portfólio com usinas hidrelétricas e PCHs com baixo "risco ambiental" e de fácil implementação e introdução no Sistema Brasileiro; e
- Além da diversificação de combustíveis do portfólio, permite uma diversificação regional, ponto de fundamental importância estratégica, em vista das possíveis complementaridades de comercialização de energia.

O leque de opções e a diversificação do portfólio permitirão uma estratégia de comercialização de energia que dê bastante robustez e valor ao referido portfólio, como indicado no Plano de Comercialização de Energia.

O plano levará em conta, portanto, o panorama sistêmico esperado no horizonte de curto/médio prazo (dificuldades para a expansão da oferta de energia com "fontes" de base a preços competitivos e/ou introdução de formas mais caras de geração), bem como o panorama empresarial da MPX - que tem um portfólio centrado em empreendimentos de alto nível de realização: geradores térmicos a carvão importado, a carvão nacional, com propriedade da mina, a gás natural, com sociedade do fornecedor de combustível, hidrelétricas e PCHs, bem como em diversificação regional.

No horizonte futuro, todos os indicadores apontam para a elevação de preços de energia, tanto no Mercado Regulado como no Mercado Livre, seja para contratos de venda de energia, seja para venda de lastro (para compor o preço final da energia liquidada de forma *spot*) no curto, médio e longo prazo. Pela própria característica natural do SIN o mesmo já é fortemente dependente de chuvas, devido ao elevado percentual de geração de hidrelétricas no mesmo. Para os próximos anos, no entanto, há pouca margem de oferta de energia, indicando, portanto:

- Tendência de elevação de preços de contratos bilaterais no Mercado Livre e elevação de preços-teto no Mercado Regulado;
- Tendência de aumento do preço do lastro de energia para venda de energia na modalidade *spot*, conforme melhor detalhado na Seção 6 do Plano de Comercialização;
- Caso ocorra um período hidrológico desfavorável e/ou atrasos nas obras previstas, há a tendência de grandes elevações de preço *spot*; e
- Enorme sensibilidade para alterações de condições hidrológicas, podendo resultar em consideráveis oscilações de preço *spot*, com um aumento da volatilidade.

À luz dos fatos acima mencionados, é importante frisar que a solidez do portfólio de geração previsto para a MPX e a utilização de combustíveis com menos dificuldades em relação àqueles que têm sido usados no SIN, é um fato altamente positivo na conjuntura atual do setor elétrico brasileiro.

Com efeito, dentro deste panorama apresentado, o portfólio da MPX apresenta "características únicas" que lhe conferem um elevado grau de competitividade no mercado brasileiro de energia elétrica, a médio e longo prazos. Dentre tais características únicas, são dignas de registro:

- O fato da MPX já dispor de portos com localização estratégica, com infra-estrutura para receber carvão importado;
- O fato da MPX possuir uma mina de carvão que garantirá o suprimento de combustível a uma de suas plantas, além de possuir um acordo para negociação, incluindo período de exclusividade para adquirir até 50% do capital de uma mina de carvão que pode vir a ser implementada em Moçambique, permitindo que a mesma comercialize parte de sua energia no Mercado Livre;
- A diversificação de combustível que dará flexibilidade na comercialização, em função dos diferentes perfis de geração; e
- A diversificação regional, que permitirá minimizar, ou até mesmo eliminar os riscos de submercado.

Estratégia Básica para Comercialização no SIN

A estratégia básica para comercialização de energia das usinas do portfólio da MPX localizadas no Sistema Interligado Nacional (SIN) será baseada nas análises apresentadas nas seções anteriores.

As bases para a estratégia podem ser resumidas em:

- O Trabalho da PSR mostra que em todos os cenários de expansão considerados haverá espaço para a alocação da energia das usinas do portfólio da MPX;
- Além disso, as análises da evolução das condições de suprimento futuras no SIN indicam uma elevação significativa dos preços *spot* esperados, com um conseqüente aumento dos preços para contratação de energia, tanto no Mercado Livre quanto no Mercado Regulado;

- O balanço entre oferta e demanda para os anos de 2008 e 2009 mostram um déficit estrutural de energia assegurada. A solução para este problema seria a construção de novas usinas ou a antecipação de usinas que estão em construção, o que é praticamente impossível neste período (conforme previsto no Business Plan da MPX preparado pela PSR Consultoria, pg. 5);
- Este déficit de energia assegurada em 2008 e 2009 afetará principalmente o Mercado Livre, uma vez que as Distribuidoras já estão 100% contratadas pare este período;
- Os consumidores livres que ficarem sem lastro em 2008 e 2009 estarão expostos a uma penalidade da ordem de 130,00 R$/MWh, ou seja, estes consumidores terão de pagar preço *spot* acrescido de penalidade. Isto levará os consumidores livres em geral a aumentar suas posições de compra de energia em contratos de longo prazo, e, naturalmente, a aceitar pagar preços mais altos pela energia (conforme previsto na Resolução ANEEL nº 477, de 12 de julho de 2007);
- Não se considera relevante a possibilidade de que os aumentos de preços no Mercado Livre levem um número grande de consumidores livres a migrar de volta para o Mercado Regulado, uma vez que as tarifas do Mercado Regulado também deverão crescer no médio/longo prazo, em função do aumento da participação de energia nova no portfólio das Distribuidoras, da recontratação de energia existente a preços bem mais elevados, e ao crescimento dos encargos setoriais;
- Mesmo que haja uma grande migração de consumidores livres para o Mercado Regulado, isto representará um aumento na demanda das distribuidoras, com reflexos nos preços do Mercado Regulado. Naturalmente, neste ambiente, o governo terá que rever os *price-caps* dos leilões, aumentando a atratividade do Mercado Regulado para os investidores em geração;
- Qualquer que seja o cenário de expansão nos próximos anos, o que está claro é que os preços de energia no Mercado Livre e no Mercado Regulado aumentarão. Haverá momentos em que o Mercado Livre será mais atrativo para os investidores, e outros em que o Mercado Regulado será mais atrativo, idem para os consumidores;
- Os *spreads* de preço entre o Mercado Livre e o Mercado Regulado serão afetados por diversos fatores, sendo os principais: *price-caps* considerados nos leilões regulados; quantidade de energia existente descontratada e que poderá ser contratada em cada mercado, aumento dos anseios de consumidores livres em adquirir energia através de contratos de longo prazo devido ao esgotamento de lastro e exposição a penalidades; e
- Assim sendo, investidores que tiverem posição em projetos que entrarão em operação em diversos momentos do futuro, como é o caso da MPX, poderão escolher o melhor momento e o mercado mais adequado para a alocação da energia do portfólio a preços competitivos.

Declaração da Companhia e do Coordenador Líder

O Estudo de Viabilidade resumido nesta seção foi elaborado pela Companhia e seus consultores, nos termos do art. 32, inciso II, e item 3.7 do Anexo III, da Instrução CVM 400, e a Companhia e o Coordenador Líder declaram que concordam com o seu teor em todos os aspectos relevantes.

VISÃO GERAL DO SETOR

Nossas atividades são desenvolvidas preponderantemente no setor de geração de energia elétrica no Brasil e no Chile e, de maneira a integrar nossas operações, temos projetos de mineração de carvão.

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Geral

Em 31 de dezembro de 2006, o Brasil possuía cerca de 105.000 MW instalados em todo seu parque gerador existente, atendendo a mais de 50 milhões de consumidores de energia elétrica no País. Essa capacidade instalada inclui o Sistema Isolado, as interligações internacionais já em operação e também a parcela de Itaipu importada do Paraguai.

		Empreendimentos em Operação					
		Capacidade Instalada			Total		
Tipo		N.º de Usinas	(MW)	%	N.º de Usinas	(MW)	%
Hidro		638	74.017	71	638	74.017	71
Gás	Natural	74	9.860	9	101	10.798	10
	Processo	27	939	1			
Petróleo	Óleo Diesel	546	3.057	3	566	4.464	4
	Óleo Residual	20	1.408	1			
Biomassa	Bagaço de Cana	226	2.677	3	269	3.713	4
	Licor Negro	13	785	1			
	Madeira	26	224	0			
	Biogás	2	20	0			
	Casca de Arroz	2	6	0			
Nuclear		2	2.007	2	2	2.007	2
Carvão Mineral		7	1.415	1	7	1.415	1
Eólica		15	237	0	15	237	0
Importação	Paraguai		5.650	5		8.170	8
	Argentina		2.250	2			
	Venezuela		200	0			
	Uruguai		70	0			
	Total	**1.598**	**104.822**	**100**	**1.598**	**104.822**	**100**

Fonte: EPE – PDE 2007-2016, Capítulo III (Oferta de Energia Elétrica).

O Sistema Interligado Nacional (SIN), por sua vez, possui 86.229 km de linhas de transmissão (com nível de tensão igual ou superior a 230 kV), conforme informações publicadas pelo ONS.

Extensão das Linhas de Transmissão do SIN - km

2004	2005	2006	Var % 06/05
35.073,8	35.736,5	36.342,5	1,70
9.047,0	9.579,1	9.579,1	0,00
6.667,5	6.667,5	6.671,2	0,06
24.924,4	26.771,1	29.341,2	9,60
1.612,0	1.612,0	1.612,0	-
2.683,0	2.683,0	2.683,0	-
80.007,7	83.049,2	86.229,0	3,83

Fonte: ONS - http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx# (selecionar "Dados Relevantes 2006", em flash).

Na última década, a participação do capital privado no setor vem incrementando, em especial com as privatizações das distribuidoras, ocorridas no final da década de 90. Atualmente, o setor privado detém 65% da distribuição, 21% da geração, e 15% das linhas de transmissão nacionais.

O consumo de energia, no período 2002-2006, apresentou incremento médio de 4,6% ao ano, para uma expansão de 3,3% ao ano no mesmo período da economia.

No lado da oferta, os grandes projetos de energia hidráulica vêm sofrendo cada vez mais restrições em termos ambientais, sendo que a maioria dos recursos hídricos já estão esgotados em locais próximos aos principais centros consumidores.

Assim sendo, apesar de ser um país com vocação hídrica, em 15 anos (1990-2005) outras fontes de energia aumentaram sua participação, reduzindo a participação das hidrelétricas para 76%.

O balanço oferta/demanda mostra-se bastante apertado no curto prazo, até o ano de 2011, quando a partir deste ano será necessária a adição de nova capacidade (além da energia já contratada em leilões).

Após as privatizações da década de 90, do racionamento de energia de 2001, e da crise do gás natural que iniciou em 2004, o governo brasileiro editou no período 2004/2005 um novo marco regulatório para o setor.

Esta nova regulamentação está toda baseada em leis, e foi consolidada a partir da Lei 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto 5.163/2004. O modelo do setor tem três objetivos principais:

- Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica: O modelo exige que 100% da demanda por energia no mercado regulado esteja contratada, além de considerar um cálculo mais realista dos lastros de energia (energia assegurada ou garantia física dos empreendimentos);
- Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia: Os consumidores do mercado regulado adquirem energia das distribuidoras. A modicidade tarifária consiste em assegurar o suprimento de energia de forma confiável, isonômica e a geração mais econômica possível. Para isso, os agentes do mercado regulado serão obrigados a comprar e vender energia através de licitações; e
- Promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento: A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) será utilizada prioritariamente para acesso de novos consumidores ao sistema, subsídio para consumidores de baixa renda, e modicidade tarifária nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Para cumprir tais objetivos, foram tomadas as seguintes medidas, também previstas na regulamentação:

- Criação de dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Modificação no critério das licitações, sendo que o maior uso pelo bem público foi substituído pelo critério da menor tarifa;
- Obrigatoriedade das distribuidoras de estarem 100% com sua demanda contratada;
- Desverticalização do setor, ou seja, separação das atividades de geração, distribuição, comercialização e transmissão de energia;
- Eliminação do *self dealing*, ou seja, proibição de contratações bilaterais no ACR entre partes relacionadas; e
- Criação de novos agentes institucionais, para monitoramento e execução das políticas do setor.

Passados quase 3 anos desde a nova regulamentação do setor, foram realizados 5 leilões de energia existente, 5 leilões de energia nova, e 1 leilão de energia renovável. As principais empresas integradas de energia elétrica também já tiveram seu processo de reestruturação visando a desverticalização aprovados pela ANEEL.

Geração de Energia

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é, atualmente, predominantemente hidrelétrico, representando cerca de 76% da capacidade instalada de geração em 2006.

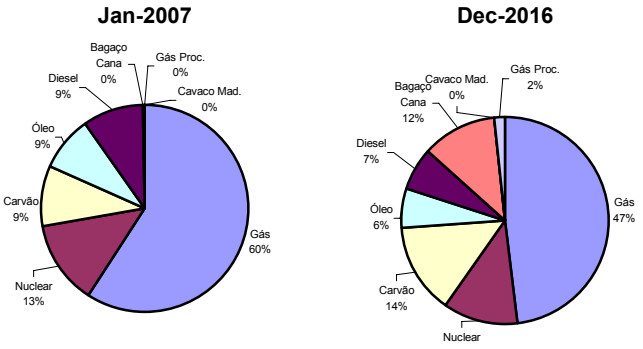
Tal predominância é oriunda, principalmente, de um período onde se destacavam as seguintes características:

- Disponibilidade de elevado potencial hidrelétrico próximo aos centros de consumo;
- Viabilidade na construção de grandes reservatórios de acumulação plurianual; e
- Menor necessidade de desenvolvimento de grandes troncos de transmissão.

Desta forma, foi construído um sólido parque de geração com ampla predominância de geração hidrelétrica.

O Brasil é um País extremamente rico em recursos hídricos, os quais são formados, sobretudo, por rios caudalosos e perenes. Esse fato, aliado à necessidade da redução de geração térmica que era muito cara até a década de 80, conduziu à predominância da hidroeletricidade na Matriz Energética Nacional.

O Brasil sempre ocupou uma posição de destaque no cenário mundial no que diz respeito à hidroeletricidade, estando entre os países com maior capacidade hidroelétrica instalada. Somente cerca de 30% do potencial hidroelétrico nacional foi explorado, já que sua maior parte se situa na Amazônia.



Fonte: EPE – PDE 2007 – 2016 - Oferta de energia elétrica - Termeletricidade.

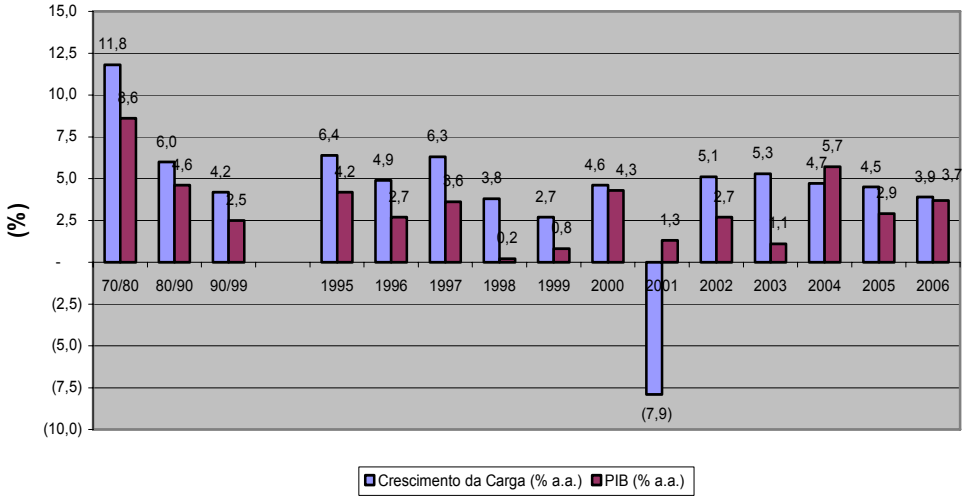
O gráfico acima mostra que, da energia térmica, o carvão aumentará sua participação de 9% para 14% como combustível, de acordo com o PDE 2007 - 2011.

No último leilão de energia nova, realizado em 16 de outubro de 2007, pode-se verificar um aumento da importância das termelétricas movidas a carvão mineral no cenário energético nacional. Da energia nova adicionada neste leilão, o mix de energia térmica foi de 69%, enquanto o hídrico contribuiu com 31% do total de energia contratada, em linha com a atual tendência de crescimento da participação de energia térmica na matriz energética nacional. Deste total, a MPX contribuiu sozinha com 40% da energia média adicionada ao parque gerador, conforme indicado no gráfico abaixo.

Balanço entre Oferta e Demanda de Energia

Historicamente, a elasticidade entre o crescimento da demanda de energia e o PIB é superior a 1, ou seja, a demanda de energia cresce a taxas superiores ao PIB. Esta é uma característica comum a países em desenvolvimento.

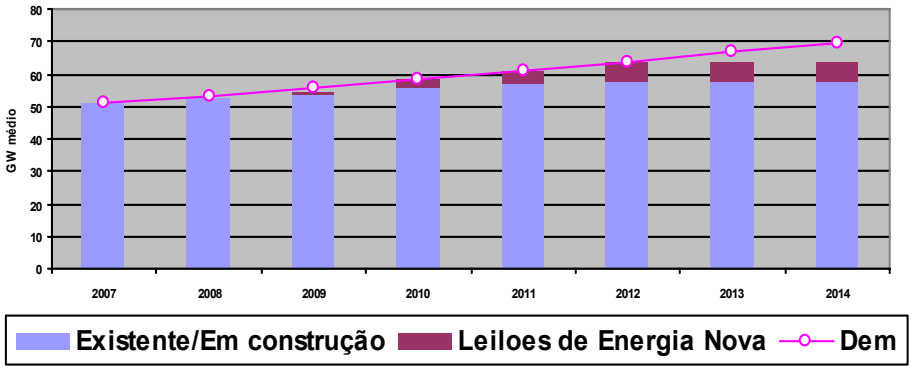
Taxas de Crescimento de Mercado e PIB



Fonte: IBGE.

Segundo estudo da PSR Consultoria de setembro de 2007, o Brasil poderá enfrentar um descompasso entre oferta de energia firme (com lastro) e demanda. No curto e médio prazo, este descompasso poderá não ser mitigado, dado o curto espaço de tempo para construção de nova capacidade. Entretanto, cabe ressaltar que a falta de energia firme não significa que haverá um racionamento, mas indica que o sistema não está apto para atender a demanda em um eventual período de seca. Em outras palavras, o risco de racionamento aumenta. No longo prazo, será necessário construir nova capacidade para mitigar o descompasso entre oferta de energia contratada e demanda, como mostra o gráfico abaixo:

Balanço entre oferta de energia firme e demanda



Fonte: PSR Consultoria.

Metodologia

A metodologia utilizada pela PSR se baseia na elaboração de um cenário de expansão que procure retratar a tendência da expansão, dadas as opções disponíveis. A construção do cenário de expansão representa a evolução do parque gerador e dos grandes troncos de transmissão (interconexões entre subsistemas), de acordo com todos os atributos exigidos pelo planejador do sistema, dentro do seu papel de monitoramento da qualidade nas condições de atendimento. Esta metodologia é compatível com a utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seus estudos de planejamento.

No curto prazo, o cenário de expansão está praticamente definido. As principais incertezas neste caso estariam relacionadas às restrições ambientais e outras dificuldades de suprimento como, por exemplo, a oferta de gás natural para as térmicas.

Em 2007 a oferta de energia firme é praticamente igual à demanda, devido à retirada das térmicas a gás natural que não cumpriram as solicitações de despacho durante o ano de 2006, por falta de disponibilidade de combustível.

Durante o biênio 2008-2009, a potencial falta de gás natural para as termelétricas poderá resultar na falta de lastro físico para atender a demanda de energia. Este descompasso pode não ser mitigado dado o curto espaço de tempo para a construção de nova capacidade. Cabe ressaltar que a falta de energia firme não significa que haverá um racionamento, mas indica que o sistema não está apto para atender a demanda em um eventual período de seca. Em outras palavras, o risco de racionamento aumenta.

É interessante observar que a falta de gás natural mencionada pode também ser observada através dos resultados do recente leilão de energia nova, ocorrido em 16 de outubro de 2007. Isto, aliás, ressalta dificuldades de preço do gás natural liquefeito (GNL), uma vez que, dos 1597 MW médios de geração térmica vencedores do leilão, apenas 351 MW médios foram de GNL, e de uma usina somente, pertencente a FURNAS, empresa estatal de geração.

Pode-se observar que a MPX foi a grande vencedora do referido leilão, alocando 930 MW médios em duas usinas para o mercado, dos quais 623 MW médios são da própria MPX e o restante, de seu parceiro estratégico, a EDP.

Por outro lado, esta potencial falta de lastro físico mostra que a demanda poderá não ser totalmente atendida. Considerando que neste período os consumidores cativos estão totalmente contratados, o que se confirma pelos leilões de energia realizados até o momento, a falta de lastro físico no mercado de contratos estaria concentrada nos consumidores livres, que potencialmente enfrentariam dificuldades para encontrar energia disponível. Esta escassez poderia se traduzir em elevados preços de contratos durante este período, o que influenciaria a estrutura de preços futuros de contratos para entrega a partir de 2010, e que pode beneficiar os projetos com energia vendida para o mercado livre.

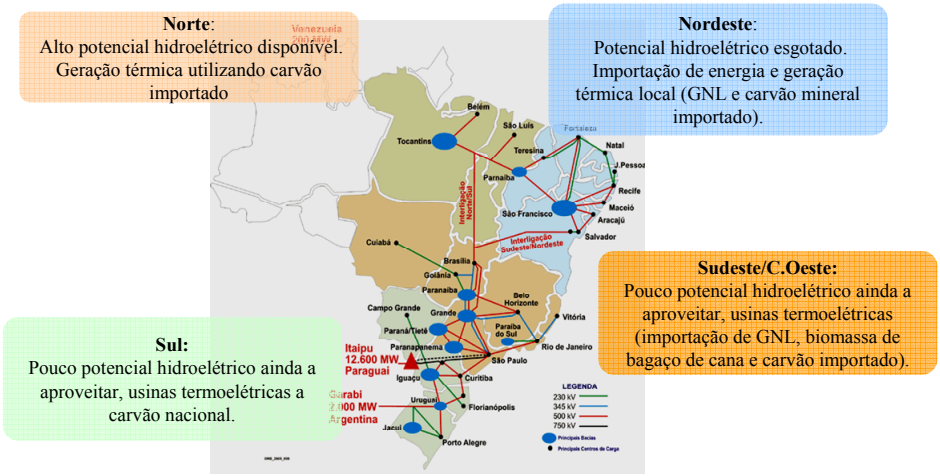
Usinas Térmicas Vencedoras do Leilão de 16 de outubro de 2007

Usina	Investidor	Energia Contratada (Garantia Física – MW médios)	Preço da Energia Vendida	Combustível
Termomaranhão	MPX	315		Carvão Importado
Santa Cruz	FURNAS	351		GNL
MPX (Pecém)	MPX/EDP	615		Carvão Importado
Suape II	Suape	265		Óleo Combustível
Maracanaú	Thermes	51		Óleo Combustível
Total		**1.597**		

Em 2010, considerando o resultado do leilão de energia nova realizado em 2007 e a disponibilidade das térmicas a gás natural lastreada na antecipação da oferta de combustível dos campos de Santos e Espírito Santo e a importação de GNL, o balanço entre oferta de energia firme e demanda está equilibrado. Neste caso, a segurança de suprimento estaria comprometida dependendo da prioridade dada ao uso do gás natural caso as térmicas forem solicitadas a despachar.

A partir de 2010, considerando as usinas atualmente em construção e os projetos que venderam energia nos leilões de energia nova, observamos que não existe lastro físico no sistema para atender a demanda projetada. Como toda a demanda deve estar totalmente lastreada por energia firme, é necessário construir nova capacidade neste período.

Opções de expansão de geração



Fonte: Relatório PSR.

O novo modelo do setor menciona a prioridade para fonte hídrica na expansão da capacidade de geração nacional. A mesma regulamentação prevê a complementaridade com outras fontes. Dentre essas, as termelétricas vêm ganhando espaço, no âmbito da necessidade de segurança e expansão da capacidade em prazos inferiores a três anos. A seguir, apresenta-se uma comparação entre as principais alternativas para ampliação do parque gerador nacional.

Hidrelétricas:

No PDE 2007-2016, o MME estima que as principais dificuldades para a implementação de novos projetos hidrelétricos para entrada em operação a partir de 2014 estão relacionadas à falta de estudos de viabilidade. Durante muito tempo o Governo Brasileiro não investiu na realização de estudos de viabilidade de novos potencias hidrelétricos. Estes estudos estão sendo retomados agora pela EPE, mas poderão levar um longo tempo para serem concluídos. Deve-se ressaltar também que, naturalmente, o potencias hidrelétricos mais econômicos e com menor impacto ambiental foram, em sua maioria, já explorados.

O mesmo PDE, no período 2011 – 2016, estima que aproximadamente 27,2 GW virão de novas hidrelétricas, distribuídos conforme a tabela abaixo:

Projetos de Geração Hidráulica

Projeto	Rio/Fonte	Subsistema	Potência (MW)	Ano	Classificação
Belo Monte	Xingu	BM	5.500	2014	Indicativas
Jirau	Madeira	RO/MD	3.300	2013	Indicativas
Santo Antônio	Madeira	RO/MD	3.150	2012	Indicativas
Marabá	Tocantins	N/Man	2.160	2014	Indicativas
Teles Pires	Teles Pires	TP	1.820	2015	Indicativas
Serra Quebrada	Tocantins	N/Man	1.328	2013	Indicativas
São Manoel	Teles Pires	TP	746	2015	Indicativas
Itapiranga	Uruguai	S	725	2014	Indicativas
Tupiratins	Tocantins	N/Man	620	2014	Indicativas
Tocantins	Tocantins	SE/CO	480	2016	Indicativas
Sinop	TelesPires	TP	461	2014	Indicativas
Pedra Branca	São Francisco	NE	440	2016	Indicativas
Torixoréu	Araguaia	SE/CO	408	2013	Indicativas
Mauá + PCH	Tibagi	S	361	2011	Leilão 2006
Baixo Iguaçu	Iguaçu	S	350	2014	Indicativas
Colíder	Teles Pires	TP	342	2015	Indicativas
Riacho Seco	São Francisco	NE	330	2016	Indicativas
Água Limpa	DasMortes	SE/CO	320	2013	Indicativas
Pai Querê	Pelotas	S	292	2012	Com Concessão
Foz Do Apiacás	Teles Pires	TP	275	2015	Indicativas
Dardanelos	Aripuanã	SE/CO	261	2011	Leilão 2006
São Roque	Canoas	S	214	2013	Indicativas
Belo Monte Complementar	Xingu	N/Man	181	2013	Indicativas
Outros (<180 MW)	–	–	3.196	–	–
55 Projetos		**Total**	**27.260 MW**		

Projetos	Capacidade MW
Acima de 500 MW	19,349
Entre 200 e 500 MW	4,534
Abaixo de 200 MW	3,377
Total	**27,26**

Fonte: PDE 2007 – 2011.

É importante notar que a grande maioria desses projetos ainda não foi licitada. Além disso, a maior parte desta nova capacidade indicada vem de grandes projetos hidrelétricos com capacidade acima de 500 MW. Dentre os grandes projetos, destacam-se as hidrelétricas do rio Madeira com 6,45 GW para 2012/2013, Belo Monte com 5,5 GW e Marabá com 2,16 GW para 2014, Teles Pires com 1,8 GW para 2015 e Serra Quebrada com 1,3 GW para 2013.

Da estimativa de capacidade adicional acima, diversos projetos estão localizados em áreas sensíveis do ponto de vista ambiental, como a Bacia Amazônica e a Bacia Tocantins/Araguaia. Vários destes projetos ainda não possuem licenças ambientais, o que representa um risco à expansão da capacidade, considerando os acontecimentos recentes que atrasaram as licenças dos projetos do rio Madeira em mais de um ano.

Para o estudo de oferta da PSR, a consultoria considerou que Santo Antônio entrará em operação em março de 2013, Jirau em fevereiro de 2016, e Belo Monte em 2015.

No último leilão de energia nova, foram adicionados 715 MW ao parque gerador nacional de hidroeletricidade.

Termeletricidade – Geral

O PDE considera uma adição de 9.880 MW de energia térmica no período 2011-2016, distribuídos em projetos de fonte nuclear (Angra III), biomassa, gás natural, dentre outras.

Projeto	Rio/Fonte	Subsistema	Potência (MW)	Ano	Classificação
Ute Indicativa NE	–	NE	1.700	2011	Indicativas
Angra 3	Urânio	SE/CO	1.350	2014	Indicativas
Ute Indicativa S	–	S	1.100	2012	Indicativas
Ute Indicativa SE	–	SE/CO	950	2013	Indicativas
Ute Indicativa SE	–	SE/CO	700	2012	Indicativas
Ute Indicativa NE	–	NE	700	2012	Indicativas
Ute Indicativa S	–	S	500	2016	Indicativas
Do Atlântico[1]	Gás de Processo	SE/CO	490	2011	Leilão 2006
Biomassa – Ind	Biomassa	SE/CO	480	2013	Indicativas
Biomassa – Ind	Biomassa	SE/CO	400	2012	Indicativas
Biomassa – Ind	Biomassa	SE/CO	270	2011	Indicativas
Ute Indicativa SE	–	SE/CO	200	2011	Indicativas
Outros (<200 MW)	–	–	1.040	–	–
25 Projetos		**Total**	**9.880 MW**		

No último leilão de energia nova, foram adicionados 1.597 MW médios ao parque gerador nacional de termeletricidade.

Termelétricas – Óleo Combustível ou Diesel:

As térmicas à óleo combustível ou óleo diesel são opções de implementação com prazo relativamente rápido (2-3 anos), entretanto possuem duas grandes desvantagens: O combustível é extremamente caro, além de ser prejudicial ao meio ambiente, em especial se comparado ao gás natural ou ao carvão mineral.

Devido a esses fatores, as térmicas a óleo ou diesel são utilizadas como energia complementar, e no quarto leilão de energia nova, realizado em julho de 2007, foram as únicas que venderam energia, por um montante equivalente a 1,3 GW e um preço de R$134,6/MWh. Já no quinto e mais recente leilão de energia nova, foram contratados 316 MW médios a um preço de R$131,4/MWh.

É importante destacar que esta tarifa não é equivalente à tarifa de despacho da usina, mas sim o índice custo-benefício ("ICB"), que é utilizado como critério para os leilões e que considera um modelo de simulações com as premissas de oferta e demanda do governo, ou seja, em um cenário no qual as plantas a óleo ou diesel raramente seriam despachadas.

Termelétricas – Gás Natural:

Apesar do crescimento da oferta e demanda de gás natural no país, da ordem de 15% ao ano entre 2000 e 2005 (PDE), a indústria enfrenta atualmente um período de escassez de matéria-prima. Isto foi causado pelo recente panorama institucional da Bolívia, um dos maiores fornecedores para o Brasil, bem como da dependência da construção de Gasodutos e da ampliação dos poços de produção do combustível.

Tal cenário não só está limitando a ampliação da oferta das térmicas a gás no futuro, mas também está prejudicando as termelétricas atuais, que não tem combustível para despachar, conforme diversos testes de despacho realizados pelo ONS nos últimos anos.

Ainda como desvantagem, pode-se mencionar a alta inflexibilidade das plantas, já que essas usinas possuem geralmente um *take-or-pay* de aproximadamente 70% da matéria prima, ou seja, mesmo que a usina não seja despachada pelo ONS, o sistema deve arcar com este custo fixo do combustível.

Termelétricas – Gás Natural Liquefeito:

Nesse panorama de falta de gás, o suprimento de gás baseado em GNL surge como uma atrativa opção de geração. Os terminais de regaseificação estão sendo construídos no Nordeste e no Sudeste, assim como projetos na região Sul, como estratégia para reduzir a dependência do gás boliviano e aumentar a flexibilidade. Apesar do GNL ter preços mais voláteis (usualmente atrelados aos mercados internacionais como o *Henry Hub*), os contratos de GNL podem ser flexíveis (sem cláusulas de *take-or-pay*).

O principal inconvenienete das térmicas a GNL é que elas necessitam de uma ordem de despacho com 2 meses de antecedência, ao passo que para todo o sistema elétrico nacional essa ordem de despacho é praticamente instantânea. A ANEEL aprovou recentemente procedimentos operativos para o despacho de usinas a GNL, e o ONS ainda necessita regulamentar tal metodologia.

No último leilão de energia nova foram negociados 351 MW médios de energia de geração a gás natural a um preço de R$129,34/MWh.

Termelétricas – Bagaço de Cana:

A utilização de turbinas a vapor (cogeração) utilizando bagaço de cana-de-açúcar vem crescendo, com a ampliação da lavoura de cana-de-açúcar no Brasil. A produção de etanol/açúcar é auto-suficiente em termos de eletricidade, uma vez que o bagaço de cana-de-açúcar resultante do processo de produção é utilizado como combustível nas turbinas de vapor que produzem a eletricidade consumida pelas próprias usinas de etanol/açúcar. Neste contexto, as sobras de energia são vendidas para a rede. Como a expansão da produção de etanol, novos campos estão sendo desenvolvidos e caldeiras mais eficientes estão sendo instaladas, o que resulta em mais excedente de energia para ser vendido para o mercado.

Esta fonte possui uma grande vantagem de utilizar o bagaço que é um combustível barato e atualmente não possui outro grande uso. Como desvantagens, pode-se mencionar a baixa escala em geral dos empreendimentos, sendo que as caldeiras e a quantidade de bagaço das usinas em geral permitem projetos de pequena escala. Outro risco dessa fonte é o de se encontrar outro uso para o bagaço, ou mesmo os projetos em fase de estudos e testes para a produção de etanol ou açúcar a partir de celulose.

Outro ponto que muitas vezes dificulta a implementação das usinas é a localização das plantas de cana-de-açúcar, algumas vezes longe das linhas de transmissão e dos pontos de conexões ao SIN.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs):

As PCHs possuem as seguintes vantagens: (i) o fato de muitas serem do tipo "fio d'água"; (ii) pequenos reservatórios (não superiores a 3 km^2); (iii) menor impacto ao meio ambiente; e (iv) prazo de implementação mais curto que as hidrelétricas comuns. Elas também são bastante competitivas em termos de custo. As PCHs possuem uma série de incentivos governamentais: isenção do UBP, da taxa de compensação financeira, da taxa de P&D, e a redução de pelo menos 50% dos encargos de transmissão e distribuição.

Entretanto, como desvantagem clara, está a questão da escala, já que os projetos têm até 30 MW de capacidade.

Usinas Nucleares:

Como principal projeto de geração nuclear, pode-se citar Angra III, usina que o governo decidiu pela retomada da construção, após mais de 20 anos de paralisação. O MME considera que Angra III entrará em operação em Janeiro de 2014 com 1,3 GW de capacidade instalada.

Como vantagens da usina, pode-se mencionar a estabilidade no fornecimento, já que independe de recursos hídricos ou de gás natural. Como desvantagens, pode-se citar a questão ambiental, aliada às grandes incertezas com relação ao risco de construção e custo da tarifa final.

Termelétricas – Carvão mineral:

Pelo lado do carvão, a única região do Brasil com reservas é o subsistema Sul, onde a Companhia possui participação em uma mina (Seival) e um projeto de termelétrica a carvão mineral (Seival II).

O carvão importado é uma opção de expansão nas demais regiões. A principal desvantagem do carvão mineral é que ele ainda é percebido como uma fonte poluente. Muitas vezes, ocorre porque a maioria da capacidade instalada no mundo é antiga, sendo que as usinas brasileiras podem utilizar marcos tecnológicos, aumentando o nível de eficiência das usinas e reduzindo as emissões de poluentes.

As principais vantagens estão relacionadas a um combustível abundante no mundo, localizado em territórios com baixo risco geopolítico, à baixa volatilidade de preços da matéria-prima, fonte estável de geração, e alta competividade de preço em comparação com as demais fontes térmicas.

Atualmente, o Brasil possui 1,4 GW instalados em termelétricas a carvão mineral, sendo que o PDE estima que serão adicionados mais 1,8 GW até 2016. No último leilão de energia elétrica foram contratados um total de 930 MW médios a R$126,97/MWh (Projetos UTE MPX e UTE Termomaranhão).

Para maiores informações sobre o carvão mineral, favor consultar o subitem "O Carvão Mineral no Brasil", mais adiante nesta seção.

Resumo Oferta x Demanda:

No curto prazo, existe um potencial descompasso entre oferta e demanda e não há tempo suficiente para a construção de nova oferta. Este descompasso não significa que haverá um racionamento, mas indica que o sistema não está apto para atender a demanda se um período muito seco ocorrer, aumentando o risco de racionamento. Adicionalmente, considerando que neste período os consumidores cativos estão totalmente contratados, os consumidores livres que estiverem descontratados encontrarão dificuldades para contratar energia devido à falta de lastro físico no sistema. Isto se traduzirá em altos preços de energia que influenciarão a estrutura de preços futuros de contratos no mercado livre.

No longo prazo, existe tempo suficiente para construir nova capacidade de geração. Esta energia deve ser contratada tanto pelo ACL quanto pelo ACR e representa espaço de mercado para os projetos de geração durante este período, o qual coincide com o horizonte de desenvolvimento destes projetos.

- A demanda vem crescendo com fator de elasticidade em relação ao PIB maior que 1;
- As fontes de geração hidrelétrica estão cada vez mais difíceis de serem exploradas, devido às enormes dificuldades para a construção de grandes reservatórios de acumulação; e
- Dentre as fontes de geração alternativas à hidreletricidade, o carvão mineral mostra-se como uma fonte estável, dada a abundância do combustível no mundo e a baixa volatilidade dos preços do insumo, competitiva em termos de preço (R$/MWh), e flexível, dada uma menor necessidade de contratos *take-or-pay* no caso do carvão importado.

Neste contexto, a presença de geração termelétrica na matriz elétrica setorial brasileira tem o intuito de garantir a segurança energética do sistema em períodos hidrológicos desfavoráveis.

Agentes do mercado

A atividade de geração de energia elétrica tem caráter competitivo, sendo que todos os agentes de geração podem vender energia tanto no ACR, como no ACL.

Agentes de geração

- Concessionários de serviço público de geração: agente titular de Serviço Público Federal, delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para a exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei 8.987/1995;
- Produtores independentes de energia elétrica (PIE): são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco;
- Auto-produtores: são agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL; e
- Autoprodução Compartilhada: A Lei 10.488/2007 permitiu que consumidores livres que tenham participação em SPEs (Sociedade de Propósito Específico) de projetos de geração de energia tenham os benefícios de redução de encargos setoriais (CCC, CDE e PROINFA) como os autoprodutores, benefício este limitado a parcela de energia destinada a consumo próprio do agente. Isto eliminou a restrição anterior que somente permitia a aglutinação de interesses de autoprodução por meio de consórcio, hipótese que criava dificuldades na obtenção de financiamentos para os empreendimentos de geração. O conceito básico de Autoprodução Compartilhada consiste em simplificadamente dividir a garantia física (limite de comercialização) da usina entre os quotistas ou acionistas do projeto. Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 338 do Estudo de Viabilidade anexos a este Prospecto.

Agentes de distribuição

A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (consumidores cativos). A Lei 10.848/2004 estabeleceu que a aquisição de energia pelas distribuidoras para o suprimento de seu mercado só poderia ser feita através de leilões regulados, ou seja, os distribuidores têm participação obrigatória no mercado regulado, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

Agentes de comercialização

- Importadores: agentes que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional;
- Exportadores: agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos;
- Comercializadores: agentes que compram energia através de contratos bilaterais celebrados no mercado livre e podem vender energia aos consumidores livres, no próprio mercado livre, ou aos distribuidores através dos leilões do mercado regulado; e
- Consumidores livres: são consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores e comercializadores) por meio de livre negociação, bem como os prazos de seus contratos bilaterais de energia.

Comercialização de energia elétrica

O Processo de Comercialização de Energia Elétrica ocorre de acordo com parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10848/2004, pelos Decretos nº 5163/2004 e nº 5.177/2004 (o qual instituiu a CCEE), e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

As relações comerciais entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

As Regras de Comercialização são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, que associadas aos seus respectivos Procedimentos de Comercialização, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação tanto no Mercado Regulado quanto no Mercado Livre.

As Regras de Comercialização versão 2007 foram aprovadas pela Resolução ANEEL nº 254/2007, e as Regras para Contratos CCEAR por Disponibilidade, com vigência a partir de Janeiro de 2008, foram aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 223/2006.

O novo modelo do setor elétrico criou dois ambientes de comercialização de energia, o ACR e o ACL.

Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No ACR, as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus consumidores cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as Geradoras, Comercializadoras e importadores de energia elétrica (referidos em conjunto como "Agentes Vendedores").

Um dos aspectos que diferenciam o novo modelo institucional do anterior é o seu esquema de contratação para os consumidores cativos. Pelo esquema anterior, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais diretamente com geradores ou produtores independentes de energia (PIE). Já no novo modelo, as distribuidoras devem contratar sua energia somente através de leilões públicos.

Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras são separados em leilões de energia existente (que visam à renovação de contratos) e leilões de energia nova (para contratação de novas usinas). O governo também tem o direito de organizar leilões especiais de energia renovável (biomassa, PCH, energia solar e eólica). Esses leilões são conduzidos anualmente pela ANEEL e CCEE.

A energia gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo ("Geração Distribuída"); (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) Itaipu, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no ACR. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada Distribuidora são determinados compulsoriamente pela ANEEL. Os preços pelos quais a energia gerada por Itaipu é comercializada são denominados em dólares norte-americanos, e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Conseqüentemente, os preços para Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio dólar/real.

A aquisição pelas Distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas e PCHs devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

Os contratos são de duas espécies (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar ou diminuir o fornecimento de energia elétrica, e no caso de falta de fornecimento terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

De outra forma, nos termos de um Contrato de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da Geradora é garantida e o risco hidrológico de despacho de tais usinas (pagamento de custos variáveis) é assumido pela Distribuidora. Em conjunto, estes contratos constituem o CCEAR.

Os contratos por disponibilidade (essencialmente equivalentes a contratos de capacidade) no Sistema Interligado Brasileiro são feitos somente para geradores termelétricos, e no Mercado Regulado. Neste tipo de contrato, o gerador recebe uma receita fixa anual exatamente igual ao montante total correspondente ao seu "*bid* vencedor" no leilão de energia nova. Esta receita fixa deve ser suficiente para a remuneração dos investimentos e cobertura de todos os custos fixos da usina, incluindo custos fixos de O&M, tarifas de transmissão/distribuição, encargos e tributos. Já os custos variáveis de geração, são totalmente repassados às distribuidoras sempre que a usina é despachada pelo ONS. As distribuidoras por sua vez, repassam os custos variáveis aos consumidores finais, com autorização do regulador. Os custos fixos e variáveis de operação são declarados pelo gerador no processo realizado pela EPE de habilitação técnica para o leilão.

Este tipo de contrato é totalmente padronizado, e chama-se CCEAR (Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado), é estabelecido pela ANEEL/CCEE, e não há nenhuma margem para negociação, por tratar-se de contrato de adesão que faz parte do edital do leilão. O gerador assina tais contratos com cada uma das empresas distribuidoras que compraram energia no leilão em que o gerador se sagrou vencedor, nos montantes proporcionais aos requisitos de carga informados por aquelas empresas à CCEE antes do leilão.

Com relação à indexação prevista no CCEAR, a receita fixa é indexada pelo IPCA. Já os custos variáveis são divididos em custo de combustível e custo de O&M variável. Para o carvão importado, o custo de combustível é corrigido pela variação do preço internacional do carvão mais a variação do câmbio. O O&M variável é corrigido pelo IPCA. Estas regras são encontradas na Cláusula 7ª do CCEAR por disponibilidade.

O CCEAR por disponibilidade inclui ainda penalidades por atraso na entrada em operação e por disponibilidade verificada menor que a declarada para o cálculo da garantia física (limite de comercialização) da usina. Estas penalidades são tratadas nas Clausulas 5ª e 14ª do CCEAR. Deve-se destacar que penalidades por atraso na entrada em operação podem ser evitadas adquirindo energia no mercado para cobrir o atraso. Já para a penalidade por disponibilidade verificada menor que as declarada é possível evitá-la comprando energia no mercado, mas esta energia deve ser oriunda de projeto cuja data de outorga inicial seja igual ou posterior à da usina.

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL é realizada a venda de energia entre concessionárias de geração, produtores independentes, auto-produtores, Comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres. O ACL também inclui contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a sua respectiva expiração, quando deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Todos os consumidores acima de 3 MW e conectados a níveis de tensão acima de 69 kV, assim como novos consumidores acima de 3 MW, podem tornar-se consumidores desregulados e negociar seus contratos de fornecimento de energia diretamente com geradores e atacadistas no ambiente de contratação livre, sempre respeitando a regra de estar 100% contratado. Consumidores especiais também podem negociar no ACL, comprando energia estritamente de PCHs, usinas de biomassa, eólicas e solares.

Um consumidor que esteja habilitado a escolher seu fornecedor, no caso, um consumidor potencialmente livre, e que tenha um contrato por prazo indeterminado com uma Distribuidora, somente poderá rescindir tal contrato mediante notificação à Distribuidora, com antecedência mínima de 15 dias da data em que tal Distribuidora deverá declarar suas necessidades de energia para o leilão seguinte, ressalvado que o fornecimento no ACL só será iniciado no ano seguinte ao da notificação.

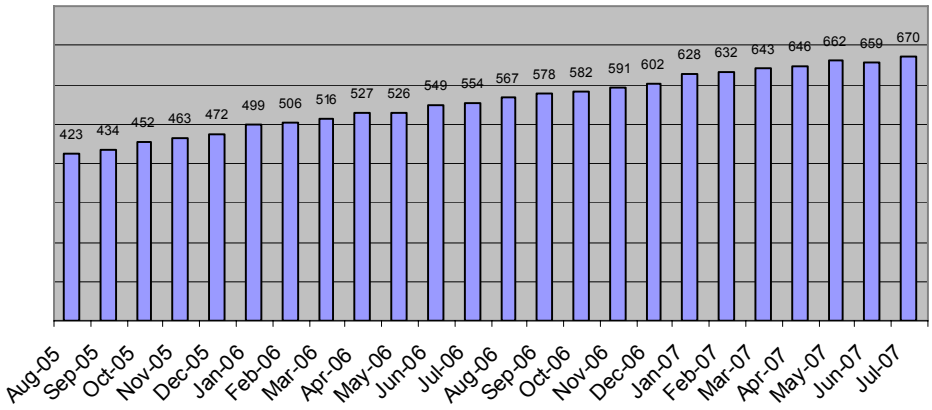
O consumidor potencialmente livre, quando exerce a sua prerrogativa de se tornar livre, somente poderá retornar ao mercado regulado mediante o envio de notificação à Distribuidora local com antecedência de 5 anos, podendo a Distribuidora aceitar prazo inferior a seu exclusivo critério. O prazo de aviso tem por finalidade assegurar que, se necessária, a construção de novas unidades geradoras possa ser finalizada para suprir os consumidores livres que voltarem ao ACR.

No ACL, geralmente as vendas são feitas através de contratos de energia, uma vez que os consumidores livres, de forma individualizada, não têm condições de gerenciar os requisitos de energia futuros do sistema, e, portanto, os requisitos de despacho da usina. No entanto, para este caso, as penalidades por eventuais atrasos poderão ser mais suaves, uma vez que são passíveis de negociações bilaterais.

Evolução histórica dos consumidores livres

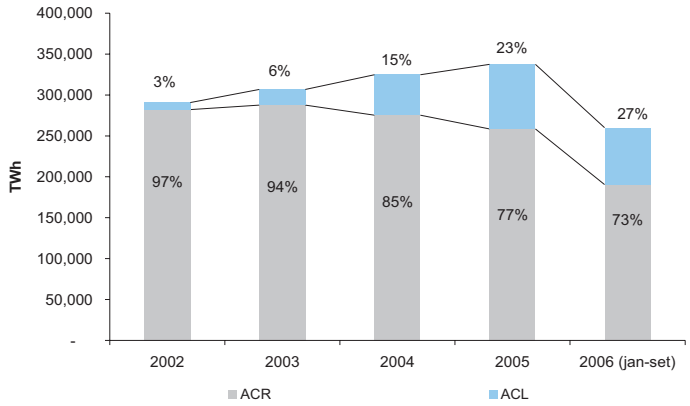
O mercado livre de energia evoluiu significantemente nos últimos anos. Em Setembro de 2006 existiam aproximadamente 600 consumidores livres e auto-produtores registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) cuja carga corresponde a aproximadamente 27% do consumo total do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Evolução do Número de Consumidores Livres



Fonte: CCEE – 4º ENASE.

Evolução do Consumo no ACR e ACL



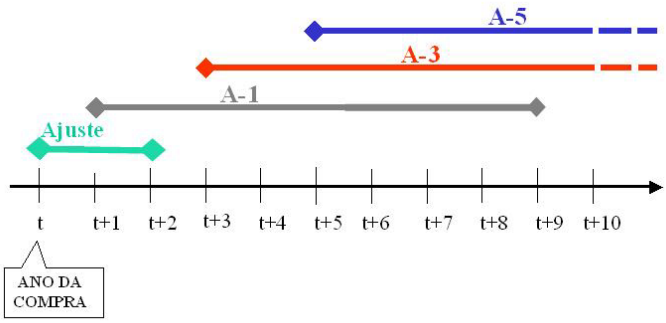
Fonte: PSR Consultoria.

Leilões de energia

A comercialização de energia no mercado regulado se realiza através dos leilões de energia nova, leilões de energia existente e leilões de ajuste. Os referidos leilões, para os geradores termelétricos, têm sido realizados para a venda de capacidade, os chamados "leilão por disponibilidade", enquanto que para os geradores hidrelétricos, são voltados para venda de energia, os chamados de "leilão por quantidade". Como o ONS despacha as usinas no SIN em um processo de "ordem de mérito", a modalidade dos leilões para termelétricas é equivalente a um "gerenciamento dos custos de combustível" pelo sistema. O esquema de contratação é multilateral, com geradores assinando contratos com todas as distribuidoras que participaram do leilão para atendimento de seu mercado cativo. Os contratos nos leilões de energia nova tem sido de 15 anos para térmicas e 30 para hidrelétricas. Nos leilões de energia existente os contratos são de 8 anos e nos leilões de ajuste de até 2 anos.

Considerando "A" como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelas Distribuidoras, foram estabelecidos basicamente quatro tipos de leilão. Os leilões de energia nova são realizados para três (3) e cinco (5) anos à frente do ano em curso, respectivamente denominados (A-3) e (A-5). Os leilões de energia existentes são realizados anualmente para entrega a partir do ano seguinte (A-1). Já os leilões de ajuste são realizados a cada quatro meses, com prazos de entrega de até dois anos, dependendo das necessidades das distribuidoras.

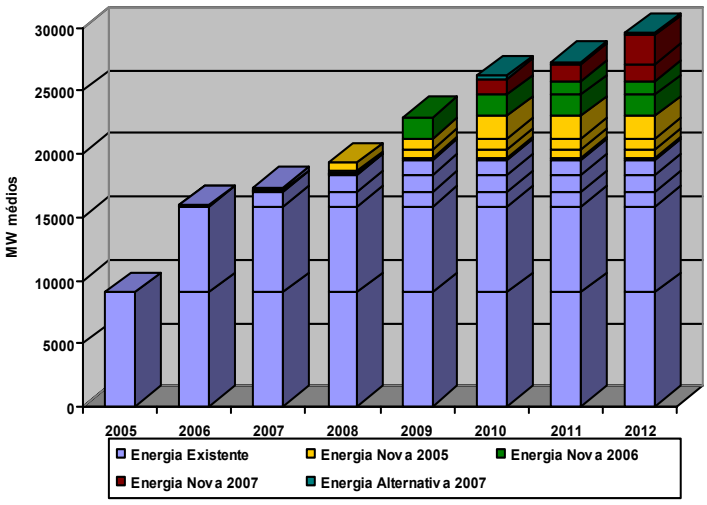
Resumo Gráfico dos Leilões de Energia



A implementação dos leilões regulados começou em 2004, quando o primeiro leilão de energia existente foi realizado. Desde então, vários outros leilões de energia existente e energia nova foram realizados, envolvendo um volume total de energia de mais de 29 GW médios (energia firme, não pico de capacidade).

Leilão	Data	Descrição	MWm
1º leilão especial de energia existente.....	Dez/04	Contratos de 8 anos com entrega começando em 2005, 2006 e 2007	17.008
2º leilão especial de energia existente.....	Abr/05	Contratos de 8 anos com entrega começando em 2008 e 2009	1.325
3º e 4º leilões especiais de energia existente.....	Out/05	Contratos de 3 anos com entrega começando em 2006 e contratos de 8 anos com entrega começando em 2009	1.268
5º leilão de energia existente	Dez/06	Contratos de 8 anos com entrega em 2007	204
1º leilão de energia nova (A-3, "A-4" e A-5)	Dez/05	Contratos com entrega começando em 2008, 2009 e 2010 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	3.284
2º leilão de energia nova (A-3)	Jun/06	Contratos com entrega começando em 2009 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	1.682
3º leilão de energia nova (A-5)	Out/06	Contratos com entrega começando em 2011 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	1.104
1º leilão de energia de fontes alternativas.....	Jun/07	Contratos com entrega começando em 2010	186
4º leilão de energia nova (A-3)	Jul/07	Contratos com entrega começando em 2010 (15 anos para térmicas)	1.304
5º leilão de energia nova (A-5)	Out/07	Contratos com entrega começando em 2012 (15 anos para térmicas e 30 para as hidro)	2.312
Total de energia vendida.....			**29.677**

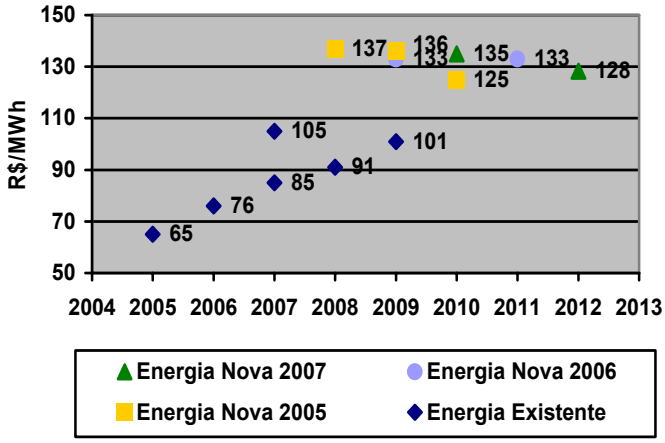
Montantes de energia contratados nos leilões



Fonte: CCEE.

Observa-se que os leilões de energia nova resultaram em preços maiores do que os de energia existente, refletindo assim de forma mais correta o preço marginal de expansão do sistema. Adicionalmente, em função da perspectiva de descompasso entre oferta de energia firme e demanda observa-se uma tendência de elevação dos preços de energia nova.

Montantes de energia contratados nos leilões



Fonte: CCEE.

Formação do preço "spot"

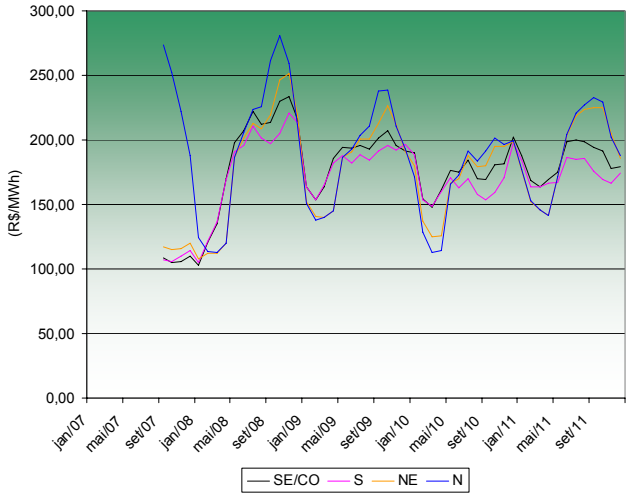
A comercialização de energia no SIN não é realizada como em uma bolsa de energia, com preços e quantidades negociadas livremente.

Em vez disso, a comercialização no curto prazo é feita em um regime denominado *tight pool*, onde os preços *spot* são definidos pela CCEE, a partir de dados fornecidos pelo ONS e com base nas ferramentas computacionais de otimização utilizadas na programação da operação das usinas. Isto envolve o cálculo centralizado dos custos de oportunidade associados à água armazenada nos reservatórios. Os geradores hidrelétricos não podem fazer ofertas de preços por sua energia para compor o despacho, ou seja, a capacidade de produção das usinas hidrelétricas é "ofertada" com base em custos de oportunidade calculada de forma centralizada. Os geradores termelétricos também não ofertam preços, declarando apenas custos variáveis de operação, que precisam ser tecnicamente justificados para a ANEEL.

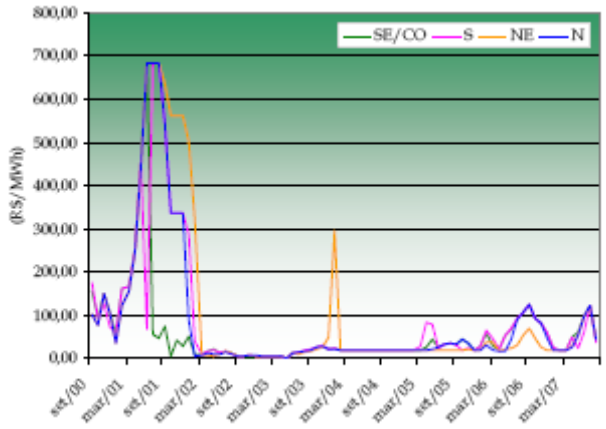
A utilização do *tight pool* é justificada pela pouca presença termelétrica nos sistemas interligados brasileiros e pelos complexos vínculos hidráulicos entre diferentes usinas hidrelétricas. Adicionalmente, a presença de múltiplos proprietários de diferentes usinas hidrelétricas em uma mesma cascata cria a necessidade de coordenação no despacho hidrelétrico.

A competição na geração e na comercialização se realiza na busca por contratos bilaterais de compra e venda de energia, tanto no mercado regulado quanto no mercado livre, que são o "*hedge*" natural para variações no preço *spot* de energia, e para falta de lastro físico.

Preços *Spot* Esperados Mensais - Cenário Oficial do ONS



Preços Médios de Energia Contratada nos Leilões



Fonte: PSR.

Pode-se notar claramente que após um período de baixa volatilidade associado a um excedente de oferta que ocorreu logo após o racionamento de 2001 (em função da redução dos níveis de consumo), a volatilidade cresceu significativamente a partir de 2005, sinalizando um potencial descompasso entre oferta de energia firme e demanda nos próximos anos.

MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Autorizações

Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização ou geração térmica no Brasil devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. A empresa, para solicitar autorização necessita fazer um estudo técnico-econômico preliminar e apresentá-lo a ANEEL.

Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. A outorga de concessão dá o direito ao concessionário, conforme o caso, de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas às respectivas concessionárias, serão prorrogadas pelo Poder Concedente. A prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela respectiva concessionária, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica.

Penalidades Aplicáveis aos Agentes do Setor Elétrico

De acordo com os CCEAR, nos contratos por disponibilidade, os agentes vendedores serão responsáveis pelo pagamento ao agente comprador, no caso de falta de garantia física (lastro).

A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, licenças ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% da receita oriunda de venda de energia elétrica e prestação de serviços (deduzidos o ICMS e ISS) das concessionárias verificada no período de 12 meses imediatamente anterior à lavratura do auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da ANEEL, relativos a:

- assinatura de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; e
- alterações no estatuto social, transferência de ações que implique a mudança de seu controle acionário, assim como efetuar reestruturação societária da concessionária.

No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a agência pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

Principais Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é o principal órgão regulador do setor energético do Governo Federal, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal, e tendo como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subseqüentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da ANEEL passaram a ser (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME; e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) fiscalização de concessões para atividades de comercialização, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para o desenvolvimento e criação da política nacional de energia. Presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar o uso dos recursos para garantir o fornecimento de energia no território brasileiro.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS foi criado em 1998 e se caracteriza como uma entidade de direito privado sem fins lucrativos constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para indicar três diretores para a Diretoria Executiva do ONS. O papel básico do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica (propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão); (vi) proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL; e (vii) a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Em 12 de agosto de 2004, o Governo Federal editou um decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, conduzindo os leilões públicos de energia elétrica no Ambiente Regulado. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por (i) registrar todos os contratos de comercialização de energia no ACR, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no ACL; e (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do Setor Elétrico, bem como por Consumidores Livres e consumidores que adquirem energia por meio de fonte solar, eólica e biomassa, e o seu Conselho de Administração é formado por quatro membros, nomeados por tais agentes, e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado *spot* (Preço de Liquidação de Diferenças – PLD) é de responsabilidade da CCEE que leva em conta, dentre outros fatores, (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema; (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes; e (iii) o custo do déficit de energia elétrica.

Em 26 de outubro de 2004, por meio da Resolução Normativa nº 109, a ANEEL instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Criada em 16 de agosto de 2004, por meio do Decreto nº 5.184, a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, é uma empresa pública federal, vinculada ao MME, cuja autorização para criação foi concedida pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, sendo responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor elétrico, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE serão usadas para subsidiar a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE"), que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema, propondo medidas preventivas para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de uma reserva conjuntural do lado da oferta e outras.

Limitações Governamentais de Participação dos Agentes no Mercado

Em 2000, a ANEEL estabeleceu novos limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico. De acordo com tais limites, com exceção das empresas participantes do Programa Nacional de Desestatização (que apenas devem observar tais limites uma vez que sua reestruturação societária final estiver concluída), nenhuma companhia do setor elétrico poderá (ii) deter mais de 20,0% do mercado brasileiro de distribuição, 25,0% do mercado de distribuição das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35,0% do mercado de distribuição das regiões Norte/Nordeste, exceto na hipótese de um aumento na distribuição de energia superior às taxas de crescimento nacional ou regional; ou (ii) deter mais de 20,0% do mercado brasileiro de comercialização para consumidores finais, 20,0% do mercado brasileiro de comercialização para usuários não-finais ou 25,0% da soma das percentagens acima.

Remuneração das Geradoras Termelétricas

De acordo com a regulamentação do sistema brasileiro, as usinas hidrelétricas vendem "Energia Assegurada" (que, em síntese, é a energia que as mesmas podem produzir com risco de déficit de 5%), e as usinas termelétricas têm uma "energia equivalente" para atender o mercado denominada "Garantia Física", com conceito similar à Energia Assegurada das hidrelétricas.

Com relação à comercialização da energia das usinas termelétricas, há uma conceituação regulatória e comercial diferente para o ACR e o ACL, conforme sintetizado a seguir.

No ACR, a venda de energia se dá através de leilões de energia, nos quais a usina térmica concorre com a sua receita fixa (investimento, tarifas de transmissão/distribuição, encargos e impostos, valores decorrentes de eventuais *take-or-pay*, e O&M fixo). Os custos variáveis decorrentes de seus custos de combustíveis são quantificados através de simulações prévias da EPE e têm um peso considerável no julgamento dos resultados do leilão, mas são inteiramente repassados ao consumidor.

Por outro lado, no ACL, os consumidores livres, geralmente não especializados na área energética querem comprar energia diretamente, e não capacidade de usinas, com mecanismos de repasses de custos variáveis. Portanto, no ACR as térmicas vendem capacidade, e no ACL vendem energia.

Com relação à sistemática do despacho de geração, as usinas de porte são despachadas centralizadamente pelo ONS, tanto as do ACR como as do ACL, e dentro da mesma sistemática. A grande diferença se refere às declarações do agente gerador para o ONS, relativas ao seu Custo Variável Unitário, e ao seu nível de inflexibilidade (despacho mínimo obrigatório da planta). No ACR, tais declarações são extremamente rígidas, e devem corresponder aos valores informados à EPE por ocasião do leilão. Já no ACL, tais valores podem variar, embora possam ser auditados pela ANEEL.

Programa Prioritário de Termeletricidade

O governo vem incentivando a diversificação da matriz energética brasileira. Em 2000 o governo iniciou medidas concretas, com a criação do Programa Prioritário de Termeletricidade ("PPT"), com o objetivo de reduzir a forte dependência de usinas hidrelétricas no parque gerador nacional. Os benefícios que foram concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (i) fornecimento garantido de gás por 20 anos; (ii) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por usinas termelétricas serão transferidos às tarifas até o limite de um valor normativo determinado pela ANEEL; e (iii) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

Como exemplos de termelétricas implementadas no âmbito do PPT, pode-se citar TermoRio, Araucária, Termofortaleza, e Termopernambuco. Somente essas usinas adicionaram 2,3 GW de capacidade instalada ao parque nacional.

Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, vêm sendo criados programas de incentivo às fontes alternativas de geração de energia elétrica, tais como: (i) PROINFA, administrado pelo MME, que garante aos empreendimentos habilitados a compra, pela Eletrobrás, da energia elétrica gerada pelo prazo de 20 anos e apoio financeiro do BNDES; (ii) redução nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica (na produção e no consumo), com desconto não inferior a 50,0%; e (iii) condição especial para migração para o mercado livre de consumidores com carga entre 500 kV e 3 MW (Consumidores Especiais), desde que tais consumidores adquiram energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas de energia elétrica, aumentando assim o mercado consumidor desses produtores.

Além desses incentivos, o MME, este ano, promoveu um leilão para a comercialização de energia elétrica exclusivamente proveniente de fontes alternativas. Nos próximos anos poderá haver mais leilões exclusivos para a comercialização de energia proveniente de fontes alternativas.

Encargos Setoriais

Tarifas de uso dos Sistemas de Distribuição e de Transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas são (i) a TUSD, tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora e (ii) a TUST, tarifa pelo uso do sistema de transmissão, que consiste na Rede Básica e suas instalações auxiliares. Adicionalmente, as Distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. A seguir encontra-se um resumo de cada tarifa ou encargo.

TUSD. A TUSD é paga pelas Geradoras e pelos Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da Distribuidora à qual a Geradora ou o Consumidor Livre estejam conectados, e é reajustada anualmente, levando-se em conta a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente a TUSD é composta de duas partes, uma denominada TUSD-Encargos, calculada de acordo com o uso de energia elétrica, e a outra, denominada TUSD-Fio, cobrada pela demanda contratada. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em KW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R$/kW.

A diminuição da arrecadação decorrente da saída do consumidor livre não impõe necessariamente à distribuidora redução nas suas margens de lucro, uma vez que a remuneração dos investimentos se dá por meio da TUSD, tarifa que continua sendo auferida pela distribuidora. Porém, os clientes que se tornam clientes livres deixam de pagar a Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE criada para compensar distribuidores e geradores de eletricidade pelas perdas sofridas durante o racionamento. Assim, a saída do cliente livre pode afetar a capacidade de uma distribuidora de recuperar o valor integral da recomposição tarifária referida.

Os consumidores especiais, com carga entre 500 kV e 3 MW, que contratem energia de geradores a partir de fontes alternativas, podem ter de 50,0% a 100,0% de desconto na TUSD.

Além disso, o Decreto nº 5.597, de 26 de novembro de 2005, autorizou os consumidores livres a se conectarem à Rede Básica por meio de rede própria. Como resultado, caso um consumidor livre se conecte diretamente à Rede Básica, sem utilizar o sistema de distribuição da concessionária, o pagamento da TUSD não será mais devido.

TUST. A TUST é paga por Distribuidoras, Geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente pela ANEEL de acordo com (i) a inflação e (ii) as receitas anuais permitidas para as concessionárias de transmissão, incluindo o custo de expansão, determinadas pela ANEEL. Em conformidade com critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as empresas de geração, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas. Outras partes da rede de propriedade das empresas de transmissão porém, que não são consideradas como parte do SIN, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma remuneração específica aos titulares do direito pertinente.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos

Nos termos da Lei do Setor Elétrico, os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6,0% sobre o valor da energia elétrica produzida. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localize o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório, e a órgãos da Administração Direta da União. Em 2000, nos termos da Lei nº 9.984 (que criou a Agência Nacional de Águas - ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais geradoras de energia elétrica iniciaram o pagamento do adicional de 0,75% em julho daquele ano. Esses valores ainda não são cobrados integralmente pela ANA.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia – TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE) foi instituída pela Lei nº 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/97. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a auto-produção de energia).

A TFSEE alcança 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à ANEEL, em doze quotas mensais.

Reserva Global de Reversão – RGR

Em determinadas circunstâncias, as empresas do setor elétrico são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Governo Federal criou a RGR, concebida para prover fundos para tal indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as Distribuidoras e determinadas Geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3,0% do total de sua receita operacional em qualquer exercício. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para se esgotar em 2010, e a ANEEL deverá rever a tarifa de forma que o consumidor venha ser de alguma maneira beneficiado pelo fim da RGR.

O Governo Federal passou a cobrar uma remuneração dos Produtores Independentes pelo uso recursos hidrológicos, exceto as PCHs, semelhante à remuneração cobrada de empresas do setor público em relação à RGR. Os Produtores Independentes devem fazer contribuições para o Fundo de Uso de Bem Público - Fundo UBP, conforme as regras do respectivo processo de licitação pública para outorga das concessões.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica interligadas no SIN que utilizam carvão mineral nacional. A CDE é gerida pela Eletrobrás e financiada por todos os consumidores de energia elétrica. O valor da CDE é fixo, reajustado anualmente pela variação do IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Ampliado).

A CDE foi criada para apoiar (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o País, (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia (eólica, carvão mineral, gás e biomassa), e (iii) objetivos sociais tais como a universalização dos serviços de energia em todo o país, a redução do custo da eletricidade para cidadãos de baixa renda e a preservação da indústria de carvão mineral na região Sul do Brasil.

A CDE foi criada pela Lei nº 10.438/02 e regulamentada pelo Decreto nº 4.541/02, devendo permanecer em vigor por 25 anos. Neste sentido, vale notar que para que haja o cancelamento do subsídio representado pela CDE é necessário que uma nova lei, que deverá cumprir todos os passos do processo legislativo no Brasil, seja editada para tanto, ou uma medida provisória seja editada com este objetivo, devendo-se considerar que mesmo no caso da edição de tal medida provisória, tal ato deverá passar por aprovação legislativa para que a mesma seja transformada em lei.

Para usinas térmicas existentes que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a lei requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de carvão mineral nacional. As usinas termelétricas a carvão nacional, por sua vez, contribuem para a diversificação da matriz energética. Em termos relativos, o valor despendido com este encargo para atender especificamente o consumo de carvão das usinas do sistema interligado é de aproximadamente R$500 milhões, representando um impacto pouco significativo na tarifa final, da ordem de 0,6%.

É importante observar que este encargo somente não será pago pelos consumidores auto-produtores. Isto é uma das grandes vantagens de projetos dessa natureza.

Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir a cada ano um mínimo de 1,0% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. PCHs, projetos de energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência.

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC

A CCC foi criada em 1973 como uma subvenção econômica para cobertura do custo do combustível utilizado pelas usinas termelétricas, sendo inicialmente gerida pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal determinou a extinção da CCC, de forma que os subsídios da CCC para as usinas termelétricas construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e pertencentes ao SIN, deixaram de existir a partir de dezembro de 2005.

Em abril de 2002, o Governo Federal determinou que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos, de forma a promover a geração de energia nestas regiões.

Até dezembro de 2003, todos os agentes do setor elétrico, sejam distribuidoras, geradoras ou comercializadoras, que negociavam energia com consumidores finais realizavam contribuições mensais à CCC. Essas contribuições eram calculadas com base nas estimativas do custo do combustível a ser utilizado pelas usinas de energia termelétrica no ano subseqüente. Ao longo de 2004, o recolhimento da parcela destinada à cobertura dos custos da CCC passou a ser realizado diretamente pelas distribuidoras e transmissoras junto aos consumidores finais, por meio de parcela da TUSD e da TUST.

Inadimplemento de Encargos Setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao PROINFA, à CDE, à CCC, ou dos pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

Racionamento

A baixa quantidade de chuvas na estação úmida 2000/2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001. Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, posteriormente transformada em Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

A CGSE estabeleceu regimes especiais de cobrança de tarifas, limites de uso e fornecimento de energia e outras medidas visando à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Em virtude da melhoria nas condições hídricas no País e do êxito na política de contenção do consumo de energia elétrica, que propiciaram aumento significativo dos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

Aspectos Ambientais

Carvão mineral e meio-ambiente

A queima de combustíveis fósseis resulta na emissão de uma série de poluentes para o ar classificados em particulados (cinzas pesadas, leves e volantes), gases (SO_x, NO_x e CO_2), orgânicos (hidrocarbonetos e *polycyclic organic matter*) e elementos traços.

A partir de 1980, houve um avanço mundial na redução de emissões de SO_x e NO_x e melhoras significativas na redução de material particulado baseadas em pesquisas governamentais e de empresas privadas, instalação de alternativas otimizadas e experiência operativa. Dessa forma, os gastos com proteção ambiental adicionam 30% dos custos totais de EPC de uma usina a carvão, segundo o MME.

No mesmo período, a Alemanha gastou mais de US$20 bilhões em pesquisas na área de *Clean Coal Technology*. Os Estados Unidos têm orçamento de US$10 bilhões para o desenvolvimento do uso sustentável do carvão para os próximos 15 anos. Essas tecnologias podem ser instaladas em qualquer um dos quatro estágios da cadeia do carvão (i) remoção de impurezas antes da combustão; (ii) remoção de poluentes durante o processo de combustão; (iii) remoção de impurezas após a combustão e; (iv) conversão em combustíveis líquidos (liquefação) ou gasosos (gaseificação).

Entre 1980-2001, os seguintes resultados foram atingidos pela *Clean Coal Technology*, para usinas térmicas a carvão nos Estados Unidos:

- Redução em 96% na emissão de SO_x;
- Redução em 32% na emissão de NO_x; e
- Redução em 99,99% de material particulado (PM-10).

Segundo a IEA, a captura e a armazenagem de CO_2 oferece um potencial de redução para quase zero emissões do gás no longo prazo. Na próxima década, o custo efetivo da redução de emissões de CO_2 pode ser justificado pelo uso de tecnologias estado-da-arte, que refletirão em um aumento da eficiência.

É importante ressaltar que paises como Estados Unidos, Alemanha, China e Índia, estão prevendo que parcela considerável dos seus novos projetos que serão implantados, serão de termelétricas a partir do uso do carvão mineral. Dessa forma haverá ainda pelos próximos anos uma constante promoção no desenvolvimento de novas tecnologias eficientes buscando a redução do impacto dessas plantas assim como a sua sustentabilidade no longo prazo.

Responsabilidade Ambiental

As violações à legislação ambiental podem caracterizar crime ambiental, atingindo tanto os administradores, que podem até ser presos, como a própria pessoa jurídica da Companhia. Podem, ainda, acarretar penalidades administrativas, como multas de até R$50 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência) e suspensão temporária ou definitiva de atividades. Ressalte-se que tais sanções serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente e a terceiros afetados.

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como conseqüência, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações da Companhia, como a disposição final de resíduos, não exime a responsabilidade da contratante por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

Licenciamento Ambiental

A legislação ambiental brasileira determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental. Este procedimento é necessário tanto para a instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito ao Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), assim como a implementação de medidas mitigadoras e compensatórias dos impactos ambientais causados pelo empreendimento. No caso das medidas compensatórias, a legislação ambiental impõe ao empreendedor a obrigação de destinar recursos à implantação e manutenção de unidades de conservação, no montante de, pelo menos, 0,5% do custo total previsto para a implantação do empreendimento.

A competência para licenciar, no que se refere aos empreendimentos de impacto ambiental nacional ou regional é do IBAMA. Nos demais casos, a competência é dos órgãos ambientais estaduais ou municipais. Com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência do IBAMA, os órgãos estaduais de meio ambiente como a Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente ("FEEMA"), no Estado do Rio de Janeiro, a Fundação Estadual de Proteção ao Meio Ambiente ("FEPAM"), no Estado do Rio Grande do Sul, a Secretaria Estadual do Meio Ambiente e o Instituto de Meio Ambiente Pantanal ("SEMA/IMAP"), no Estado do Mato Grosso do Sul, a Secretaria do Meio-Ambiente do Estado do Ceará ("SEMACE"), no Estado do Ceará, a Secretaria do Meio-Ambiente do Estado do Maranhão ("SEMA"), no Estado do Maranhão, a Secretaria do Meio-Ambiente do Estado do Amapá ("SEMA"), no Estado do Amapá, e o IAP, no Estado do Paraná, são competentes para a análise das atividades e emissão de licenças ambientais, bem como para a imposição de condições, restrições e medidas de controle, fiscalização e compensação pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, a emissão de três licenças, todas com prazos determinados de validade: (i) Licença Prévia: concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação; (ii) Licença de Instalação: autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes; e (iii) Licença de Operação: autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação. Cada uma dessas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra a implantação do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes que forem estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador.

Antes da licitação para obtenção da outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos, a ANEEL deve providenciar, por meio da EPE, a realização dos estudos ambientais exigidos e a obtenção da respectiva licença prévia para o empreendimento. A ausência de licença ambiental, independentemente de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, caracteriza prática de crime ambiental além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas tais como multas que, no âmbito federal, podem chegar a R$10 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência), e interdição de atividades.

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação dessas licenças, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação de empreendimentos da Companhia.

Para informações sobre as licenças ambientais relativas à instalação e funcionamento do Parque Gerador da Companhia, vide subitem "Gerenciamento Ambiental" da seção "Atividades da Companhia".

Recursos Hídricos

A Política Nacional de Recursos Hídricos determina que o uso de corpos d'água para fins de captação ou lançamento de efluentes (i) deverá ser previamente autorizado pelo Poder Público por meio de outorga de direito de uso, além de (ii) ensejar a cobrança de valores para essa finalidade. Para as hidrelétricas da Companhia situadas em rios de domínio estadual, a competência para a emissão da outorga cabe ao respectivo órgão estadual de recursos hídricos. Caso seja um rio de domínio da União, essa tarefa fica a cargo da ANA.

O aproveitamento de potencial hidrelétrico por meio das usinas hidrelétricas da Companhia configura atividade sujeita à outorga e conseqüente cobrança pelo uso da água. A cobrança pelo uso da água nas usinas hidrelétricas é estabelecida em Lei e, atualmente, junto com a compensação financeira. Nos casos das usinas termelétricas, até a data deste Prospecto, a cobrança pelo uso da água não havia sido regulamentada.

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO CHILE

Geral

De acordo com a CDEC-SIC, em dezembro de 2006 o Chile possuía 11.967,9 MW instalados no seu parque gerador, sendo 3.595,8 MW no *Sistema Interconectado del Norte Grande* – SING, onde se encontra 6,16% da população chilena; e 8.273,6 MW no *Sistema Interconectado Central* – SIC, onde se concentra 92,27% da população daquele país. Por essa razão, concentramos nossa análise nesses dois mercados mais relevantes.

Visão geral do setor

A geração de energia elétrica no Chile é predominantemente térmica e, na atual conjuntura, é excessivamente dependente do gás natural. Esse tem se mostrado um fator limitante da expansão do parque gerador tendo em vista as recentes restrições no fornecimento de gás natural argentino que abastece grande parte das termelétricas chilenas.

Com vistas a mitigar essa fragilidade, o governo chileno tem promovido alterações no marco regulatório daquele país para diversificar sua matriz energética através de novos investimentos no setor. Essa iniciativa tem se mostrado parcialmente eficaz, à medida que há novos projetos de geração de energia elétrica em desenvolvimento, correspondentes a 1.350 MW já em construção e 852 MW em processo de licenciamento ambiental.

Projeta-se, entretanto, que o setor elétrico daquele país deva passar por um período de descompasso entre a oferta e a demanda até a entrada em operação de novos projetos estimada para 2011 e 2012, tendo em vista o crescimento da demanda estimada de 1.840 MW até 2011.

Geração de Energia Elétrica

Há quatro sistemas elétricos no Chile, os quais não são interligados entre si: o *Sistema Interconectado del Norte Grande* – SING, o *Sistema Interconectado Central* – SIC, o *Sistema Eléctrico de Aysén*, e o *Sistema Eléctrico de Magallanes*. Dentre esses sistemas, o SING e o SIC são os de maior relevância, produzindo mais de 99% da energia do país, e cada um possui características distintas.

Enquanto o SING tem 99,6% de sua geração baseada em termelétricas, sendo 58,6% da geração a partir de gás natural; o SIC gera 53,1% de sua energia a partir de hidrelétricas e, de maneira menos expressiva, a partir de termelétricas a gás natural (28,4%) e carvão (9,3%).

Balanço entre Oferta e Demanda de Energia e Opções de Expansão da Geração

O mercado chileno de energia elétrica apresenta crescentes oportunidades, tanto em decorrência de alterações regulatórias com o objetivo de atrair novos investidores para o setor, quanto em decorrência das restrições no fornecimento de gás para as termelétricas instaladas na última década.

Com a introdução do novo modelo regulatório no Chile, foi possível permitir aos investidores estabelecerem suas estratégias de venda de energia através de:

- Leilões de energia realizados pelas Distribuidoras, no Mercado Regulado; e
- Contratação direta com clientes no Mercado Livre.

Além disso, a CNE (*Comisión Nacional de Energía*), estabeleceu um Plano Indicativo de Geração, que serve de base para o cálculo do preço nodal futuro de energia. Através de tal plano, de caráter indicativo, o investidor pode analisar suas melhores alternativas de investimento, seja através de plantas indicadas no Plano, seja através de plantas de efeitos similares.

No último ano o Chile teve reduzida sua cota de importação de gás através da Argentina. O volume necessário de mais de 20 milhões de m^3/dia foi reduzido para pouco menos de 1 milhão m^3/dia, obrigando assim às plantas termelétricas chilenas iniciar plano de contingência com combustível alternativo – o diesel. Com isto instalou-se a crise energética chilena, que fez o preço *spot* saltar para cerca de US$220/MW. O preço do gás na Argentina chegou a níveis tão baixos nos últimos anos e assim fez com que os investimentos no setor de exploração fossem reduzidos drasticamente, não incentivando o aumento de sua capacidade de geração e transporte de gás e aumentando em muito a demanda local.

Atualmente, o mercado chileno oferece duas possibilidades de investimento em geração elétrica. A primeira decorre de mudanças regulatórias que determinam a realização de concorrência entre as distribuidoras de energia elétrica voltadas para o fornecimento a clientes regulados; e a segunda surge como conseqüência do vencimento ou da renovação de contratos de fornecimento com clientes não-regulados durante o período de descompasso entre a oferta e a demanda projetado para os próximos anos.

Agentes do Mercado

O mercado de energia elétrica do Chile foi concebido no início dos anos 80, com a entrada em vigor do *Decreto com Fuerza de Ley Nº 1 de 1982*, posteriormente modificado e complementado pelas Leis nº 19.613/99, nº 19.940/04 e nº 20.018/05. De maneira geral, entretanto, o mercado de energia elétrica criado em 1982 permanece inalterado e, tanto as políticas governamentais, quanto a legislação dos últimos anos têm promovido a concorrência e os investimentos privados em todos os setores de atividade possíveis.

O modelo de regulação do setor elétrico chileno define três segmentos, a saber, o de Segmento de Geração, o Segmento de Transmissão e o Segmento de Distribuição.

A legislação em vigor no Chile define como premissa que todas as tarifas devem refletir os custos reais de cada segmento operando de maneira eficiente, de forma a fomentar o desenvolvimento dos sistemas elétricos.

Outro critério estabelecido no modelo chileno é o de tarifas não-reguladas para os segmentos em que há concorrência. Com base nas características de cada segmento, as normas estabelecem tarifas reguladas ou não-reguladas, bem como padrões de segurança e qualidade do serviço para cada segmento, os quais devem ser cumpridos por todos os agentes do mercado em cada uma de suas plantas.

No Segmento de Geração de energia elétrica, normas regulam o despacho e envolvimento dos agentes no nível institucional, porém fornecem à iniciativa privada um arcabouço competitivo para o investimento em novas fontes de produção de energia elétrica e comercialização.

No Segmento de Transmissão, existem normas detalhadas a respeito dos procedimentos para o cálculo das cargas de transmissão existentes e a respeito dos mecanismos de investimento na expansão e planejamento, fomentando a competição nos projetos de expansão através de concorrências públicas. Dessa mesma forma, estabeleceu-se um sistema competitivo para a construção, operação e administração de novos projetos, no qual os agentes são envolvidos em cada etapa do processo de planejamento e execução.

Devido a suas características de monopólio, as normas aplicáveis ao Segmento de Distribuição estabelecem tarifas reguladas e não-reguladas, com base no consumo relativo de cada cliente em sua zona de concessão. Os consumidores de menos de 500 kW estão sujeitos a tarifas reguladas, enquanto os consumidores de mais de 2.000 kW podem negociar livremente o fornecimento de sua energia com as distribuidoras ou com as geradoras.

Comercialização de Energia Elétrica

As geradoras de energia elétrica chilenas contam com duas opções para a venda de sua energia e capacidade – o mercado *spot* e o mercado contratual. O mercado contratual é subdividido em dois segmentos – um para atender os clientes regulados e outro para atender os clientes não-regulados.

Leilões e Vencimento dos Contratos com os Distribuidores

No ano de 2006, as companhias distribuidoras CGE, Chilectra, EMEL, Chilquinta e Saesa participaram do primeiro leilão de contratos nos termos da *Ley Corta II*.

Considerando o vencimento dos contratos ainda em vigor, é possível concluir que há oportunidades reais de participação nos leilões futuros de companhias distribuidoras para quantidades consideráveis de energia elétrica.

Os contratos com as companhias distribuidoras do SIC expiram entre os anos de 2012 e 2015, abrindo espaço para uma capacidade de aproximadamente 2.500 a 3.000 MW. Nestes processos é altamente provável que novas geradoras sejam atribuídas parcelas importantes de tal capacidade.

Leilões e Vencimento dos Contratos com Clientes Não-Regulados

A Região III apresenta diversas oportunidades de fornecimento de energia elétrica para clientes não-regulados, especialmente projetos de mineração em desenvolvimento na região e outras operações de mineração conectadas ao SIC, cujos contratos precisarão ser renovados. Atualmente, a companhia Guacolda é a única concorrente na região a desenvolver projetos termelétricos a carvão em Huasco, a 100 quilômetros ao sul de Hacienda Castilla. Entretanto, as vantagens da Guacolda são limitadas, porque ela desenvolve sua capacidade com unidades de apenas 152 MW.

As oportunidades nas operações de mineração já existentes cujos contratos atuais precisam ser renovados, incluem divisões Teniente, Salvador, Ventanas e Andina, de Codelco Chile, entre 450-900 MW a partir de abril 2012, com processo de licitação já iniciado.

Em suma, há oportunidades identificadas para o futuro imediato no SIC num total de, aproximadamente, 4.400 MW.

Adicionalmente, o Chile não possui regulamentação específica para auto-produção de energia elétrica, a menos que o excesso de energia gerada seja injetado no sistema elétrico. Nesse caso, os auto-produtores ficam sujeitos a todas as normas aplicáveis às geradoras. Dessa forma, a auto-produção no Chile não apresenta oportunidades atrativas, exceto para capacidades muito pequenas de co-geração.

Modelo do Setor Elétrico Chileno

O setor elétrico chileno é regulado pelas seguintes entidades:

Comisión Nacional de Energia (CNE) – Principal agência governamental de regulação do setor elétrico. É responsável pela elaboração e coordenação dos planos, políticas e normas para o bom funcionamento e o desenvolvimento do setor. Sua competência também se estende para a fiscalização do setor e aconselhamento ao governo em todas as questões envolvendo energia.

Ministerio de Economia, Fomento e Reconstucción – Responsável pela fixação das tarifas de distribuição, pela revisão bianual das tarifas com base em relatório prévio emitido pela CNE, e ainda pela decisão final a respeito de concessões com base em relatório prévio emitido pela SEC. O Ministério também participa da definição das políticas e normas do sistema elétrico chileno.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) – Agência governamental encarregada de inspecionar e fiscalizar o cumprimento das leis, regulamentos e normas técnicas dos segmentos de geração, produção, armazenamento, transporte e distribuição de combustíveis líquidos, gás e eletricidade.

Ministerio de Medio Ambiente e *Comisión Nacional del Medio Ambiente* – Órgão do governo responsável pela aprovação dos aspectos ambientais dos projetos e obras, bem como pelo acompanhamento e inspeção dos projetos e operações naquele país.

Tribunal de Defensa de la Libre Competência – Tribunal especial e independente, composto por membros altamente qualificados, com foco exclusivo em temas relacionados com sua área de competência. Subordinada à Suprema Corte, sua função é a de evitar, corrigir, e punir atos contrários à livre concorrência.

Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) – Tem como função coordenar as operações do sistema elétrico chileno, buscando preservar a segurança do fornecimento, garantir a maior economia possível nas operações dos diversos agentes do mercado, e garantir o livre acesso aos sistemas de transmissão.

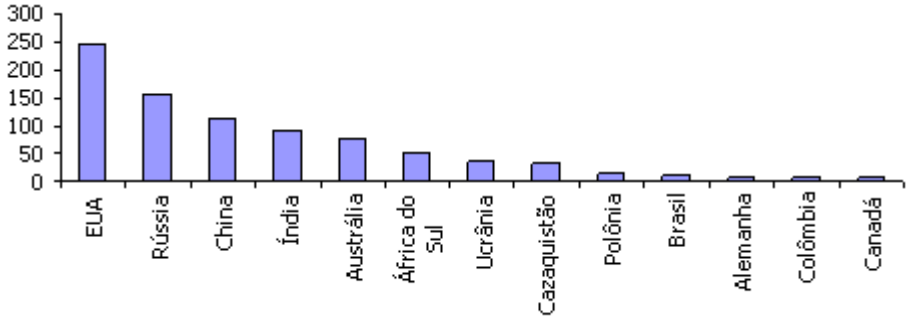
Panel de Expertos – Órgão independente, composto por profissionais experientes no setor. Possui competências específicas para expedir resoluções normativas em casos de conflitos ou discrepâncias na aplicação da legislação para duas ou mais companhias do setor elétrico.

SETOR DE MINERAÇÃO DE CARVÃO MINERAL

Geral

O carvão mineral é o combustível fóssil que apresenta a maior disponibilidade em reservas. Segundo dados do *Statistical Review of World Energy 2007*, elaborado pela BP Global, as reservas de carvão totalizam 909 bilhões de toneladas, volume suficiente para suprir o consumo mundial nos níveis atuais por mais 147 anos.

Principais reservas de carvão mineral no mundo
(Bilhões de Toneladas)



Fonte: *Review of World Energy 2007, BP Global.*

Visão geral do setor

Em 2006, o carvão mineral foi responsável por cerca de 25% do consumo mundial de energia, sendo também a fonte de energia que mais cresceu naquele ano.

O carvão mineral é uma das fontes mais competitivas em termos de custo de geração.

Ao contrário do petróleo e do gás natural, as reservas de carvão estão eqüitativamente distribuídas ao redor do mundo, sendo que nenhum país possui mais do que 30% das reservas mundiais. Adicionalmente, as principais reservas de carvão mineral estão localizadas em regiões de baixo risco de tensão geopolítica, reduzindo as incertezas em relação à produção. Porém, vale ressaltar que a partir da década de 90, começou um movimento de companhias japonesas e, mais recentemente, companhias indianas e chinesas, em buscarem investimentos diretos em mineração de carvão, de forma a mitigar o risco do custo do combustível no seu custo de energia elétrica. Este movimento é indicativo de que no futuro poderá haver uma maior interface no mercado global.

Distribuição das reservas de carvão mineral no mundo
(Bilhões de toneladas)

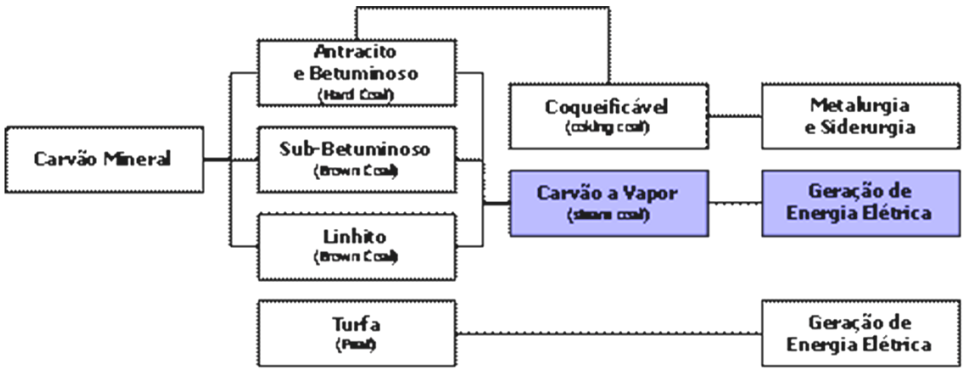
País	Antracito e Betuminoso	Sub-Bituminoso e Linhito	Total	Vida Útil (anos)
1. EUA	111	135	247	234
2. Rússia	49	108	157	+500
3. China	62	52	115	48
4. Índia	90	2	92	207
5. Austrália	39	40	79	210
6. África do Sul	49	0	49	190

Fonte: *Review of World Energy 2007, BP Global.*

Tipos de carvão mineral

O carvão mineral é uma mistura de componentes orgânicos sólidos, fossilizados ao longo de milhões de anos. Sua qualidade, determinada pelo teor de carbono, varia de acordo com o tipo e o estágio dos componentes orgânicos. Quanto maior o teor de carbono, maior a qualidade do carvão mineral.

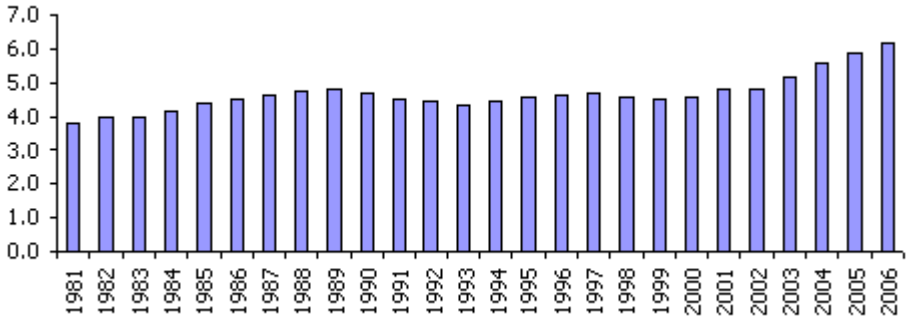
Tipos e utilização de carvão mineral



Tipo de Carvão Mineral	Utilização	Teor de Carbono
Antracito	Metalurgia, Siderurgia	+90%
Betuminoso	Metalurgia, Siderurgia, Energia	
Sub-Betuminoso	Energia	75% – 85%
Linhito	Energia	60% – 75%
Turfa	Energia	45%

Produção e preços de carvão mineral

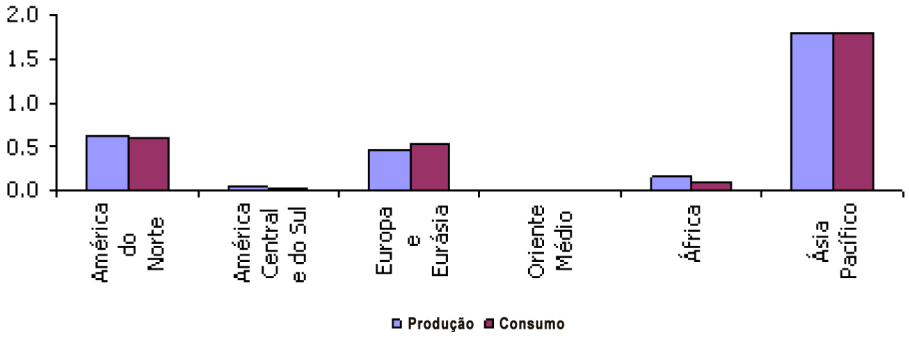
Produção de carvão mineral
(Bilhões de Toneladas)



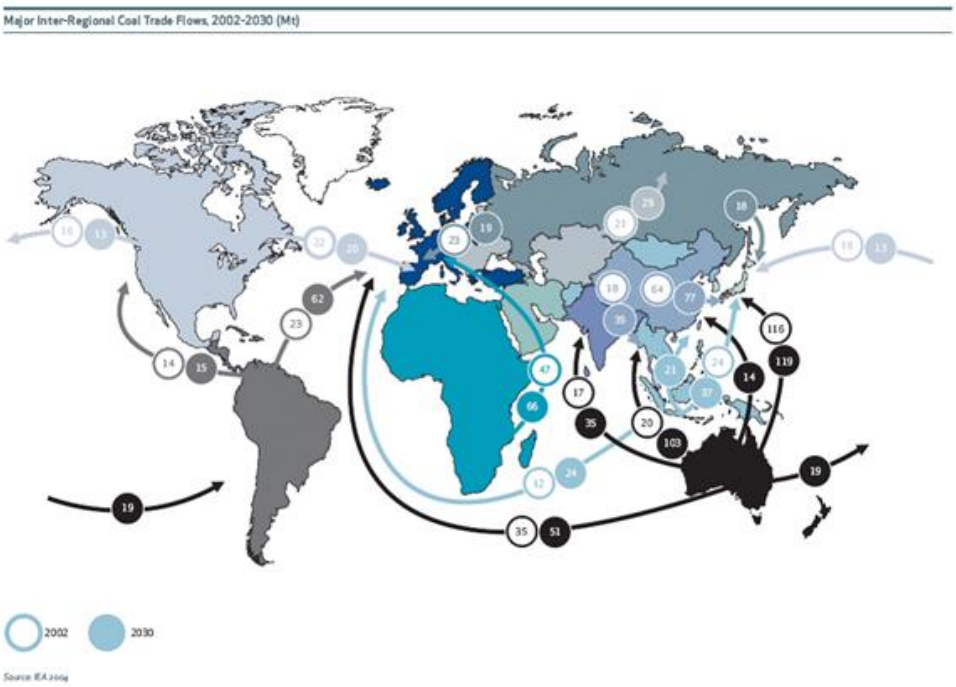
Fonte: *Review of World Energy 2007, BP Global.*

Ao contrário do petróleo e do gás natural, as reservas de carvão estão eqüitativamente distribuídas ao redor do mundo, sendo que nenhum país possui mais do que 30% das reservas mundiais. Tal disponibilidade resulta em um fluxo de comércio internacional relativamente pequeno, comparado com o consumo total. Como conseqüência, o mercado de carvão mineral é bastante pulverizado e a maioria dos contratos são normalmente negociados bilateralmente. Porém vale ressaltar que a partir da década de 90 começou um movimento de companhias japonesas e mais recentemente companhias Indianas e Chinesas em buscarem investimentos diretos em mineração de carvão, para poder mitigar o risco do custo do combustível no seu custo de energia elétrica. Indicando que no futuro haverá uma maior interface no mercado global.

Produção vs. consumo de carvão mineral
(Bilhões de Toneladas de Equivalente Petróleo)



Fonte: *Review of World Energy 2007, BP Global.*



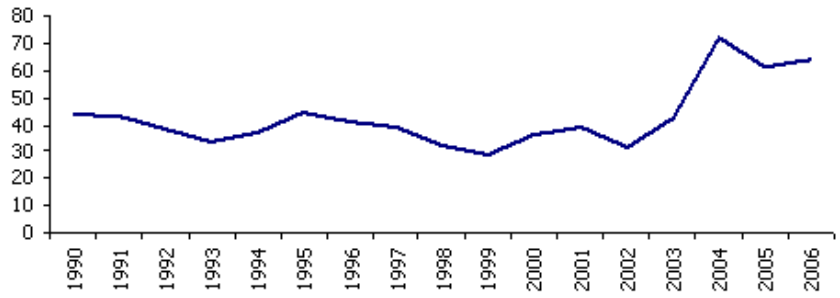
De acordo com estudos realizados pelo McCloskey Group e pelo Standard Bank, os custos de produção de carvão no mundo variam de US$24,1/tonelada, para minas na Colômbia, a US$39,4/tonelada, para minas na Austrália.

Os Mercados Futuros de Carvão

A partir de 2003 o mercado futuro de carvão energético para geração de eletricidade vem se consolidando passando de um volume de 89 milhões de toneladas em 2001 para uma estimativa de mais de 1 bilhão de toneladas em 2006. Atualmente já existem bancos no Mercado oferecendo *hedge* para prazos de 10 anos ou mais. O mercado futuro de carvão vem se sofisticando e esperasse que com a entrada de novos participantes, tanto produtores como consumidores, haverá o desenvolvimento de derivativos que possibilitarão uma trava de seus preços.

O preço do carvão mineral se manteve de maneira estável entre 1981-2003, amplamente em função de um período de sobre-oferta, reflexo de elevados investimentos na produção durante a década de 80.

Preço de carvão mineral
(US$/t Noroeste da Europa)



Fonte: *Review of World Energy 2007, BP Global.*

Após 2003, o preço do carvão mineral saltou de maneira significativa, principalmente em conseqüência de fatores conjunturais:

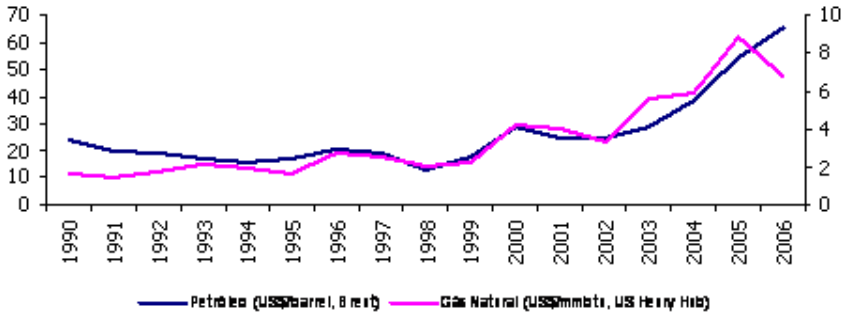
- Crescimento mundial, particularmente na Ásia, combinado com a manutenção da força da economia americana;
- Estabilização das exportações da China devido ao aumento do consumo interno;
- Redução dos investimentos em novas minas de carvão em países tradicionalmente exportadores como a Austrália e a África do Sul e;
- Instabilidade política, particularmente no Oriente Médio, criando incertezas em relação à oferta de petróleo.

As principais entidades do setor entendem que o recente salto nos preços de carvão mineral foi um movimento conjuntural e os preços deverão voltar aos patamares praticados na década de 90. A Agência Internacional de Energia (IEA) projeta preços no patamar de US$40 por tonelada em 2010 para o carvão mineral do noroeste da Europa. Algo em torno de US$40 por tonelada também é projetado pelo *Energy Information Administration* (EIA) norte-americano para o carvão mineral proveniente dos Apalaches.

Estas projeções confirmam a menor volatilidade de preços do carvão mineral quando comparadas a demais fontes de energia como o petróleo e o gás natural.

Preços de petróleo e gás natural

(Petróleo em US$/barrel Brent e Gás Natural em US$/mmbtu US Henry Hub)



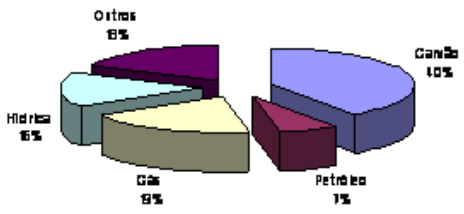
Fonte: *Review of World Energy 2007, BP Global.*

Carvão mineral como fonte de geração de energia elétrica

Em 2003, o carvão mineral respondeu por 40% da geração de energia elétrica do mundo. Segundo projeções da EIA, esta participação deverá crescer para 45% em 2030.

Matriz de energia elétrica no mundo em 2003

(%)



Fonte: Plano Nacional de Energia, EPE.

Dentre os fatores que impactam a tendência da expansão da participação do carvão mineral como fonte de geração de energia elétrica, pode-se destacar:

- Abundância das reservas;
- Distribuição geográfica das reservas, incluindo regiões de baixo risco de tensão geopolítica;
- Baixos custos e baixa volatilidade nos preços quando comparado a demais fontes de energia como o petróleo e o gás natural;
- Independe de condições meteorológicas;
- Menor risco de construção, se comparado a usinas hidrelétricas; e
- Desenvolvimento de tecnologias cada vez menos poluentes.

Tecnologia e meio ambiente

A queima de combustíveis fósseis resulta na emissão de uma série de poluentes para o ar classificados em particulados (cinzas pesadas, leves e volantes), gases (SO_x, NO_x e CO_2), orgânicos (hidrocarbonetos e *polycyclic organic matter*) e elementos traços. Destes poluentes a emissão de CO_2 corresponde a 9 bilhões de toneladas por ano no mundo, sendo 70% desta proveniente da geração de energia.

A partir de 1980, houve um avanço mundial na redução de emissões de SO_x e NO_x e melhoras significativas na redução de material particulado baseadas em pesquisas governamentais e de empresas privadas, instalação de alternativas otimizadas e experiência operativa. Contudo, os gastos com proteção ambiental adicionam 30% dos custos totais de EPC de uma usina a carvão. No mesmo período, a Alemanha gastou mais de US$20 bilhões em pesquisas na área de *Clean Coal Technology*. Os Estados Unidos têm orçamento de US$10 bilhões para o desenvolvimento do uso sustentável do carvão para os próximos 15 anos. Essas tecnologias podem ser instaladas em qualquer um dos quatro estágios da cadeia do carvão (i) remoção de impurezas antes da combustão; (ii) remoção de poluentes durante o processo de combustão; (iii) remoção de impurezas após a combustão e; (iv) conversão em combustíveis líquidos (liquefação) ou gasosos (gaseificação).

Entre 1980-2001, os seguintes resultados foram atingidos pela *Clean Coal Technology*, para usinas térmicas a carvão no EUA:

- Redução em 96% na emissão de SO_x;
- Redução em 32% na emissão de NO_x; e
- Redução em 99,99% de material particulado (PM-10).

Em termos de perspectivas, estudos indicam que as várias tecnologias de uso racional do carvão apresentam diferentes estágios de desenvolvimento. Somente uma delas, a combustão pulverizada (CP), pode ser considerada tecnológica e comercialmente aprovada. Em termos de flexibilidade de combustível, destacam-se as plantas de leito fluidizado (LF). Em termos ambientais, destaca-se a gaseificação integrada (GI).

Tecnologia	Situação[1]	Eficiência	Investimento[2]
Combustão Pulverizada	C	38% – 46%	1.300 – 1.500
Combustão em Leito Fluidizado			
- Pressão Atmosférica	C/D	34% – 37%	1.450 – 1.700
- Circulação[3]	C/D	37% – 39%	1.459 – 1.700
- Pressurização[3]	D	42% – 48%	1.450 – 1.700
Gaseificação Integrada			
- Com Ciclo Combinado	D	45% – 48%	1.450 – 1.700
- Com Célula Combustível	P&D	40% – 60%	1.700 – 1.900
Combustão Direta			
- Turbina	P&D	35% – 45%	1.200
- Diesel	P&D	35% – 45%	500 – 1.000

(1) C (Comercial); D (Demonstrado) e; P&D (Pesquisa e Desenvolvimento).
(2) US$/kW.
(3) Vapores sub e super-críticos.

Fonte: IEA

Segundo a IEA, a captura e a armazenagem de CO_2 oferece um potencial de redução para quase zero em emissões do gás no longo prazo. Na próxima década, o custo efetivo da redução de emissões de CO_2 pode ser justificado pelo uso de tecnologias "estado-da-arte", que refletirão em um aumento da eficiência.

O Carvão Mineral no Brasil

De acordo com dados do Balanço Energético Nacional 2006 (EPE), os recursos de carvão mineral no Brasil somaram aproximadamente 30 bilhões de toneladas em 2005. As reservas brasileiras se concentram predominantemente (99%) na região sul do país, condicionando a distribuição da produção bruta de carvão entre Santa Catarina (64,6%), Rio Grande do Sul (33,1%) e Paraná (2,2%). Nos estados do Maranhão e São Paulo há reservas menores, de tamanho insignificante se comparadas às do sul do país e não há extração.

Reservas nacionais de carvão mineral por estado

Estado	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
		(toneladas)		
MA	1.092.442	1.728.582	–	1.092.442
PR	4.184.006	212.000	–	3.509.006
RS	5.255.915.580	10.098.475.668	6.317.050.409	5.376.789.122
SC	1.354.211.132	593.216.494	217.069.278	1.212.340.482
SP	2.050.411	1.111.294	1.262.500	2.050.411

Fonte: Anuário Mineral Brasileiro 2006, Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM).

Todas as companhias brasileiras encontram-se no sul do país em razão da localização das reservas nacionais

Companhias mineradoras brasileiras e planejamento de investimentos futuros

Estado	Usinas	Investimentos[1]	Empregados
PR	1	R$180.000	271
RS	3	R$91.336.000	799
SC	8	R$44.883.500	3.623

(1) Investimentos nos próximos 3 anos considerando mina e usina.

Fonte: Anuário Mineral Brasileiro 2006, Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM).

As principais companhias produtoras brasileiras são: COPELMI, com participação equivalente a 15%, Carbonífera Criciúma S.A., com 14%, e Indústria Carbonífera Rio Deserto Ltda., com 13%.

A maioria do carvão brasileiro contém mais de teor 50% cinzas no carvão bruto (ROM – *run of mine*). Assim, pode-se concluir que, considerando as características do carvão nacional, o beneficiamento propicia a recuperação de um volume não superior a 50% do carvão bruto.

A produção beneficiada comercializada em 2005 atingiu cerca de R$490 milhões, sendo quase toda destinada à geração de energia elétrica.

Produção beneficiada vs. produção bruta de carvão mineral

Estado	Produção Beneficiada	Produção Bruta
	(toneladas)	
MA	–	–
PR	78,024	287,573
RS	3,299,058	4,250,367
SC	2,482,987	8,291,866
SP	–	–

Fonte: Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) – Anuário Mineral Brasileiro 2006.

Por ser um carvão de baixo poder calorífico, sua utilização para a siderurgia é muito limitada, assim, seu principal uso é a geração de energia. O baixo poder calorífico, no caso brasileiro, é compensado pelo baixo custo de extração, mas devido aos altos custos de transporte desse tipo de energético a maioria das usinas é do tipo "boca-de-mina", buscando minimizar os seus custos de logística.

Qualidade do carvão mineral

País	Poder Calorífico	Cinzas %	Enxofre %
	(Poder calorífico em kcal/kg)		
Austrália	5.370	24	0.35
África do Sul	6.760	10	0.70
Colômbia	7.000 – 8.000	1 – 6	0.3 – 1.0
EUA (Ohio)	6.300 – 7.700	7 – 20	1.0 – 2.5
Brasil (RS)	3.000 – 4.500	40 – 52	0.5 – 2.5
Brasil (SC)	2.750	58 – 62	4.3 – 4.7

Fonte: WCI, CPRM, EPE.

Em 2005, o carvão mineral representou 6,4% da oferta nacional de energia primária e representou apenas 1,6% da oferta nacional de energia elétrica, devido ao grande consumo do mercado siderúrgico. Admite-se que o preço por tonelada do carvão nacional compensa seu menor poder calorífico, o que torna indiferente seu uso ou o do carvão importado (referência carvão da África do Sul) na geração termelétrica.

Considerando-se apenas as reservas medidas de carvão nacional, a EPE estima um potencial teórico para instalação de 28.000 MW em novas usinas termelétricas considerando somente reservas medidas e recuperação de 50% no beneficiamento e operando com 60% de fator de capacidade médio por 25 anos, rendimento de 33% e consumo específico 815 kg/MWh. O consumo das usinas existentes é de $166{,}2 \times 10^6$ t e o consumo das usinas em projeto $198{,}9 \times 10^6$ t.

Mercado Energético Brasileiro Movido a Carvão Mineral

A atual capacidade instalada de usinas térmicas a carvão é de 1.415 MW, distribuída nos três estados da região Sul. A tabela abaixo contém as plantas termoelétricas movidas a carvão mineral no Brasil, sendo que todas estas utilizam carvão mineral nacional.

Usinas termelétricas brasileiras em operação

Tabela 17 – Características do carvão brasileiro utilizados em geração termelétrica

Usina	Jazida	Poder calorífico (kcal/kg)
Presidente Médici	Candiota	3.200
São Jerônimo	Leão	2.950
Chaqueadas	Charqueadas	2.950
Jorge Lacerda I e II	Barro Branco	2.700
Jorge Lacerda III	Barro Branco	2.700
Jorge Lacerda IV	Barro Branco	2.700
Figueiras	Cambuí	4.850

Fonte: Carvalho, 2005

O Carvão Mineral no Chile

A escassez de capacidade devido à falta atual e prevista de gás natural da Argentina e as dificuldades e o prazo para construção de hidrelétricas, as termelétricas a carvão se apresentam como a alternativa mais viável, atrativa e competitiva de geração de energia elétrica no atual cenário de escassez e no atendimento da demanda futura que, de acordo com a CNE, está crescendo a uma taxa de apenas 6% ao ano, aproximadamente.

Os mercados relevantes e competitivos para o fornecimento de carvão para o Chile são a Ásia (Austrália e Indonésia), Colômbia, Canadá e alguns locais dos EUA.

No que diz respeito ao carvão doméstico, há algumas companhias que estão interessadas em extrair carvão no sul do Chile, na Ilha Riesco, região de Magallanes. Embora o carvão disponível seja de baixa qualidade, ele se mostra bastante atrativo devido aos baixos custos de extração e transporte.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

VISÃO GERAL

Acreditamos que a nossa Companhia possui o maior projeto de geração de energia do Brasil, compreendendo operações integradas de geração de energia elétrica no Brasil e na América Latina, onde inicialmente desenvolvemos um projeto no Chile. Adicionalmente, de modo a integrar nossas operações, temos projetos de mineração de carvão. Nosso objetivo é alcançar uma posição de destaque no mercado brasileiro, aproveitar oportunidades estratégicas na América Latina e capitalizar oportunidades de comercialização de energia. Nosso projeto está em fase de desenvolvimento e é fundamentado em seis pilares:

- Base de geração diversificada com predominância térmica;
- Integração vertical na cadeia de geração de energia;
- Localização estratégica dos projetos, escalabilidade e diversificação multi-regional;
- Estratégia de comercialização diferenciada;
- Administração com vasta experiência; e
- Capitalização das sinergias das empresas do Grupo EBX.

Estamos desenvolvendo nove projetos de geração de energia, a maioria com sites já identificados e parte deles com sua energia negociada, como por exemplo, a UTE MPX (Pecém) e a UTE Termomaranhão que, em 16 de outubro de 2007, venderam a quase totalidade de sua capacidade de geração de energia da primeira fase no leilão realizado pela CCEE, através de contratos com duração de 15 anos, garantindo assim um fluxo de caixa estável para esses empreendimentos.

Nossos projetos compreendem primordialmente plantas termelétricas a carvão, uma usina hidrelétrica e uma PCH. Caso seja atingida a plena capacidade de nossos projetos, estimamos que eles poderão gerar aproximadamente 9.647 MW, com grande representatividade no mercado brasileiro, se considerarmos que, em 31 de dezembro de 2006, o Brasil possuía 105.000 MW instalados no seu parque gerador do Sistema Interligado. Já possuímos licenças ambientais para 5 projetos, estes com capacidade instalada de 1,5 GW, bem como áreas com potencial para geração de 8,6 GW, incluindo as duas fases.

Em linha com nossa estratégia de verticalização, possuímos uma mina de carvão no Sul do País e estamos negociando opções de compra de participação em minas de carvão no exterior e a contratação de fornecimento de carvão mineral importado com parceiros estratégicos internacionais.

Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% da participação que a AMCI detém correspondente a 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe, objeto da Licença de Prospecção e Pesquisa, emitida em 07 de junho de 2004, pelo Ministério de Recursos Minerais e Energia da República de Moçambique.

Ainda, segundo o contrato com a AMCI, nos foi outorgado um direito de preferência para adquirir parte ou totalidade da produção de carvão mineral para geração térmica extraído desta mina. A AMCI estima que a mina terá capacidade de produção de 3 milhões de toneladas de carvão por ano, durante a primeira fase do projeto, e que sua expansão dependerá da duplicação da infra-estrutura logística da região, que atualmente está em fase de construção por grupos estrangeiros. O contrato com a AMCI contempla a possibilidade de a MPX adquirir sua participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações a serem emitidas pela MPX, cuja relação de troca ainda não foi definida, dentre outras formas de pagamento. Para maiores detalhes sobre a possibilidade de permuta de ações para a aquisição de participação na Mina de Moçambique, ver seção "Diluição" na página 92 deste Prospecto.

O Projeto Reveuboe está localizado adjacente à Mina de Moatize, controlada pela CVRD, da qual a AMCI também detém participação minoritária, e está em fase de realização de estudo de viabilidade. A AMCI já realizou estudo de escopo/pré-viabilidade do Projeto Reveuboe, e a conclusão da viabilidade da mina depende da realização de maiores estudos de pesquisa geológica, da definição dos investimentos em capital e custos operacionais e da conclusão dos contratos de logística da mina. O nosso direito de primeira oferta se estende a até 90 dias após a conclusão do estudo de viabilidade definitivo do Projeto Reveuboe, a ser elaborado sob a supervisão da AMCI.

Nosso principal projeto é a UTE Porto do Açu, que será uma usina termelétrica a base de carvão, a ser instalada no Estado do Rio de Janeiro, com capacidade de geração projetada de 1.400MW, na primeira fase com previsão para 2012, e 4.000MW, na segunda fase com previsão de início para 2015, representando, aproximadamente, 55% da nossa capacidade de geração projetada. Durante a primeira fase do projeto, toda a energia gerada será destinada exclusivamente ao Mercado Livre, utilizando o conceito de "autoprodução compartilhada", o que permitirá que consumidores livres se classifiquem como auto-produtores, possibilitando otimizações fiscais e comerciais para o empreendimento. Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 338 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto. O carvão mineral a ser utilizado na UTE Porto do Açu será fornecido por mina própria, permitindo que a Companhia gerencie plenamente seus custos e ofereça aos seus parceiros contratos de longo prazo.

A tabela abaixo apresenta as principais características dos nossos projetos:

Projetos em desenvolvimento	Capacidade estimada de geração (MW) (Fase I/II)	Fonte	Início da Construção	Início das Operações (Fase I/II)	Acionistas(%)	Etapa do Licenciamento Ambiental	Investimento Total (US$) (Fase I/Fase II)	Custo de Instalação (US$/MW)
UTE MPX (Pecém) (Ceará)	720/360	Carvão	2008	2011/2013	50% MPX[2] 50% EDP	LI[3]	1,22 bilhões/ 733 milhões	1.695/2.035
UTE Termomaranhão (Maranhão)	360/360	Carvão	2008	2011/2013	100% MPX	LP[4]	698 milhões/ 733 milhões	1.938/2.035
UTE Porto do Açú (Rio de Janeiro)	1.400[1]/4.000	Carvão	2009	2012[1]/2015 a 2018	70% MPX 30% Centennial Asset	Em andamento	2,7 bilhões/ 8,2 bilhões	1.949/2.048
UTE Castilla (III Región de Atacama - Chile)	1.400	Carvão	2009	2012/2013	70% MPX 30% Ardpoint	Em andamento	2,7 bilhões	1.946
UTE Serra do Navio (Amapá)	23	Diesel	Julho/2007	Dez./2007	51% MPX 49% Eletronorte	LI	29,6 milhões	1.273
PCH Capivara (Amapá)	30	Hidro	2008	2011	51% MPX 49% Eletronorte	Em andamento	60 milhões[6]	2.000
UHE Baixo Iguaçú (Paraná)	350	Hidro	2008	2013	70% MPX 30% Desenvix	Em andamento	525 milhões	1.500
UTE Termopantanal Brasil (Mato Grosso do Sul)	44	Gás Natural	2008	2011	66,7% MPX 33,3% CRE	LP	43 milhões	978
UTE Seival II (Rio Grande do Sul)	600	Carvão	2009	2014	100% MPX	Em andamento	1,4 bilhão	2.321
Mina de Seival (Rio Grande do Sul)			Em desenvolvimento	2011	70% MPX 30% CCP	LO[5]	101 milhões[6]	Não aplicável
CAPACIDADE TOTAL(MW)	**9.647**							

(1) 700MW em 2012 e 700MW em 2013.
(2) Segunda fase da UTE MPX será desenvolvida exclusivamente pela Companhia.
(3) Licença de Instalação para a fase 1.
(4) Licenção Prévia para a fase 1.
(5) Licença de Operação para a fase 1.
(6) Expectativa da Companhia.

Além dos projetos listados acima, detemos uma Licença de Instalação para a implementação de uma usina termelétrica com base em óleo combustível que, por solicitação do Governo do Estado do Ceará, estamos transferindo para o Muncípio de Sobral. O processo para a nova licença de instalação já foi iniciado. Para maiores detalhes sobre o projeto da UTE Sobral, ver a Seção "Atividades da Companhia" na página 169 deste Prospecto.

OS SEIS PILARES

Base de geração diversificada com predominância térmica. Acreditamos que o cenário de desequilíbrio entre oferta e demanda de energia assegurada esperado por agentes do mercado elétrico, aliado às dificuldades atuais para a expansão, em maior escala, de usinas hiderelétricas, oferecerá oportunidades únicas para um participante do mercado que tenha uma base de geração térmica consistente e integrada. Essas oportunidades são também capitalizadas pelas vantagens competitivas das nossas termoelétricas a carvão, considerando a abundância dessa fonte em áreas geo-políticas de baixo risco e a baixa volatilidade do preço do carvão mineral. Ademais, a geração de energia através de termelétricas não está sujeita a riscos hidrológicos. Para maiores informações, ver a definição de "Energia Assegura" na página 13 deste Prospecto.

Integração vertical na cadeia de geração de energia. Nossos principais projetos térmicos são à base de carvão mineral, que contará com fontes próprias e/ou dedicadas no Brasil e no exterior. Os riscos mais significativos na operação de minas próprias de carvão mineral são: (i) risco de operação e geologia, que consiste no desconhecimento das características das reservas carboníferas; (ii) risco de frete, decorrente da oferta e demanda de embarcações para efetuar o transporte do carvão; e (iii) risco geopolítico, decorrente de instabilidades sociais e políticas nos países em que estão situadas as minas. Para mitigar esses riscos, estamos trabalhando com parceiros com expertise e conhecimento dos mercados de mineração e comercialização de carvão no Brasil e no exterior. Adicionalmente, estamos também buscando adquirir participação em minas de carvão nos principais mercados exportadores, tais como: Austrália, Colômbia, Indonésia e África do Sul. Apesar de Moçambique não ser um mercado tradicional de exportação, o país apresenta relativamente baixo risco geopolítico e as reservas atualmente identificadas na região de Moatize indicam um custo de produção bastante competitivo, confirmado pelo interesse de grandes participantes do mercado de carvão, tais como a CVRD e a Tata Steel, entre outros. Com relação ao risco de frete, buscaremos aproveitar o frete de retorno do minério de ferro da MMX, garantindo uma racionalização de custos, conforme detalhado no item "Projetos" – "UTE Porto do Açu" na página 22 desta Seção do Prospecto. A integração alcançada com a operação das usinas e a comercialização de energia de forma eficiente completa nosso ciclo de verticalização, garantindo significativa solidez de oferta e demanda.

Localização estratégica, escalabilidade e diversificação multi-regional das operações. Nossos projetos estão estrategicamente localizados próximos de áreas portuárias, zonas industriais, centros logísticos e fontes de combustível, próximos a minas, portos e sistemas de transmissão com capacidade adequada de escoamento de energia. Além disso, temos projetos em todos os submercados brasileiros, o que permite a geração em uma região para consumo em outra, aumentando ainda mais nossa vantagem competitiva sobre outras alternativas existentes no mercado.

Comercialização. Comercializaremos a energia gerada com base em uma estratégia de maximização de retornos através da eficiente combinação entre alocação no (i) Mercado Regulado, por meio de leilões de energia, garantindo um fluxo estável de receita por períodos superiores a 15 anos; (ii) Mercado Livre, seja por meio de contratos tradicionais de compra de energia (PPA) ou da modalidade auto-produção compartilhada. Acreditamos que tal combinação potencializará o aproveitamento de oportunidades advindas da oscilação de preços, em razão de potenciais cenários de escassez de energia, ao mesmo tempo em que nos protege de uma exposição excessiva às condições de mercado. Adicionalmente, a modalidade de autoprodução compartilhada possibilitará o adiantamento de receitas de venda de energia para o financiamento de nossos projetos, bem como inúmeros outros benefícios econômicos (por exemplo, isenção de encargos setoriais). Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 338 do Estudo de Viabilidade anexos a este Prospecto. Analisaremos continuamente a evolução do mercado de energia e as oportunidades e previsões de preço em cada ambiente de contratação, estabelecendo estratégias de compra e venda de energia da forma mais segura e mais rentável, através de contratos de médio e longo prazo. Para maiores informações sobre as regras de comercialização de energia elétrica, ver Seção "Visão Geral do Setor" na página 129 deste Prospecto.

Administração com vasta experiência. A nossa equipe possui longa experiência nas indústrias de energia, mineração e atividades correspondentes, inclusive experiência em companhias líderes no setor, tendo nossos principais diretores, em média, 25 anos de experiência no setor de energia. Nosso acionista e nossos administradores possuem grande capacidade de execução de projetos, conforme demonstrado na MMX, companhia de mineração do Grupo EBX, com atuação no beneficiamento, produção e logística de minério de ferro e de insumos para siderurgia.

Sinergias das Empresas do Grupo EBX. Temos como critérios para a instalação de nossos projetos, o melhor aproveitamento das sinergias com os projetos de outras operações do Grupo EBX. Por exemplo, as operações da MMX, cujo sistema MMX Minas–Rio produzirá minério de ferro para exportação através do Porto do Açu, contará com a logística fornecida pela LLX. Nosso projeto prevê a instalação, nesse mesmo site, da UTE Porto do Açu que fornecerá energia elétrica para a MMX e LLX e contará com a infraestrutura desta última empresa do Grupo EBX para a importação do carvão mineral a ser usado em suas operações.

NOSSOS OBJETIVOS

Atualmente nossos projetos de geração são baseados aproximadamente 96% em fontes térmicas e 4% em fontes hídricas, considerando-se a execução de todos os nossos projetos. Nosso objetivo, de acordo com nosso plano de negócios, é desenvolver a gradual alteração dessa proporção para a geração baseada 75% em fontes térmicas e 25% em fontes hídricas e/ou fontes alternativas de energia, ao longo de um período aproximado de dez anos.

CONSIDERAÇÕES SOBRE NOSSO PRINCIPAL MERCADO DE ATUAÇÃO

Dados da EPE e do IBGE indicam que o crescimento da demanda por energia elétrica tem suplantado e tende a continuar suplantando o crescimento do PIB nos próximos anos.

Nossas análises do setor apontam a necessidade de uma modificação da matriz energética brasileira, hoje predominantemente hidrelétrica. Em nosso entendimento, a atual estrutura envolve (i) uma grande concentração de riscos decorrentes de fatores hidrológicos, climáticos e hidrológicos; (ii) sujeição à rigidez locacional dos projetos tendo em vista que o potencial hidrelétrico existente está situado, em grande parte, na bacia amazônica, ou seja, fora dos grandes centros consumidores; (iii) questões ambientais sensíveis ligadas à exploração do potencial hidrelétrico da bacia amazônica; e (iv) sujeição aos longos prazos de execução de projetos hidrelétricos.

Adicionalmente, estimamos que a regulação do setor elétrico proporcionará o amadurecimento e o fortalecimento do ACL nos próximos anos, permitindo crescentes oportunidades de arbitragem entre os preços de energia elétrica de longo prazo e os preços *spot*.

De acordo com a teoria de regulação, a regulação deve ser um ponto fundamental de proteção ao consumidor cativo (consumidor do mercado regulado), devendo também produzir sinais econômicos positivos para incentivar novos investimentos. Isto é particularmente importante no segmento de geração de energia elétrica, por ser este o segmento mais competitivo do setor. No mercado regulado, a regulação atual ainda se encontra em um estágio mais voltado para "regulação por penalidades" do que "regulação por incentivo", tendo em vista, principalmente os problemas ocorridos no setor referentes à falta de gás natural para suprir toda a demanda térmica e não térmica. Acreditamos que o regulador terá que incentivar ao máximo o Mercado Livre (ACL) a investir em nova geração, no sentido de assegurar a expansão da geração e a maximização da segurança energética do sistema. Com efeito, o ACL atualmente representa cerca de 30% do mercado global, e, como as margens (folgas) de energia assegurada vêm se esgotando paulatinamente, o regulador, e o governo dependem profundamente de investimentos no ACL. Exemplos típicos de incentivos que vêm sendo dados pelo regulador são: a introdução da possibilidade de "autoprodução compartilhada", os incentivos para a introdução de fontes alternativas de energia no mercado livre, e a liberdade real dada aos agentes do mercado livre. Atualmente, a única regra firme existente no ACL é a necessidade dos consumidores livres demonstrarem, mensalmente, que seus requisitos de energia são lastreados por contratos com energia assegurada. Portanto, pode-se verificar que à proporção que a regulação evoluir para o mercado regulado, mais consolidação dará ao ACL, tendo em vista a própria complementaridade dos dois mercados.

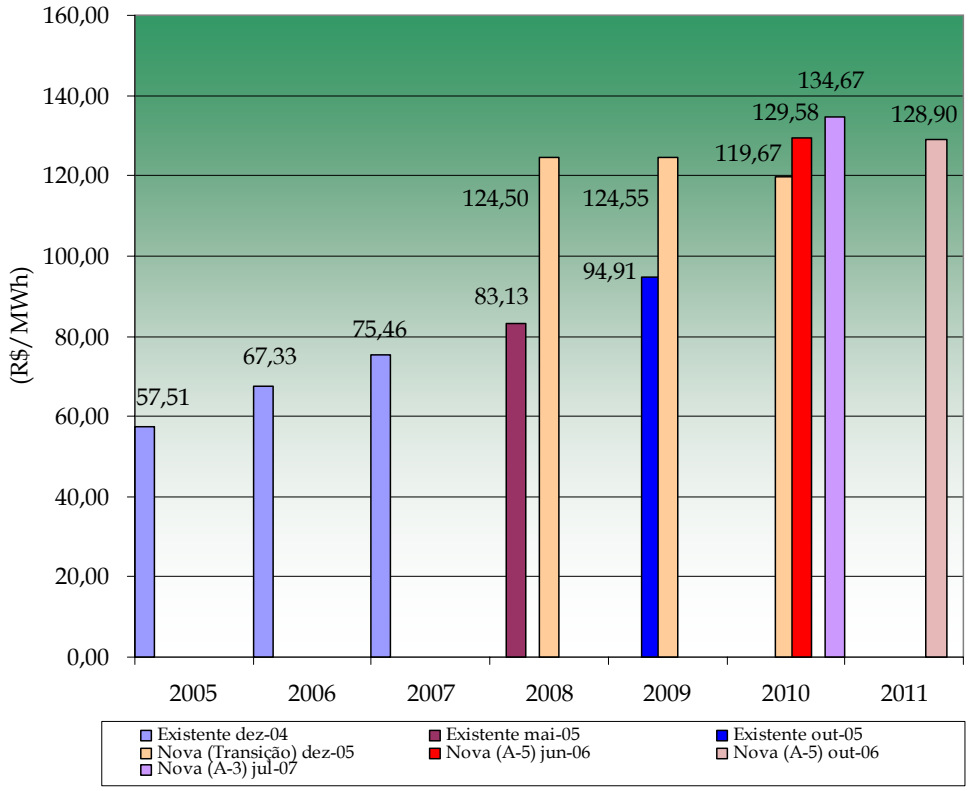
O Mercado Livre no novo modelo setorial apresenta as mesmas características do modelo anterior exceto pela ausência da participação das Distribuidoras. Vale destacar que a primeira transação de energia entre um Produtor Independente e um Consumidor Livre foi efetivada no ano de 2000 e, dessa forma, seria possível se pensar em um breve histórico (menor que 10 anos) de preços para esse mercado. Entretanto, como as transações de compra e venda podem ser definidas bilateralmente, não existe obrigatoriedade de divulgação de suas informações, o que dificulta ainda mais a construção de um histórico. Por outro lado, a modalidade de leilões de compras/vendas de energia também é praticada no Mercado Livre e, em poucos casos, existe o acesso aos resultados.

A tabela abaixo mostra alguns resultados recentes desses leilões:

Empresa	Data	Prazo de Fornecimento	Volume Disponível (MWmédios)	Preço (R$/MWh)
CPFL	Agosto/2007	2008-2012	87,0	143,23
CPFL	Outubro/2007	2008-2020	12,0	147,00
União Energia	Previsto para nov ou dez/07	2009-2020	16,7	150,00*

* Preço inicial de lance.

Já o Mercado Regulado (ACR) teve seus primeiros leilões realizados em 2005, cujos resultados são mostrados a seguir.



Em relação aos Leilões de Energia Nova, vale ressaltar que os preços de venda divulgados para os empreendimentos térmicos não são os preços que serão praticados quando da vigência dos contratos CCEARs. Isto se deve ao fato de que as usinas térmicas, por serem contratadas por disponibilidade, são submetidas a uma metodologia que produz preços equivalentes de energia, para que usinas térmicas de diferentes tecnologias e hidrelétricas possam concorrer entre si. Esses preços equivalentes, chamados de ICB, são constituídos de três parcelas. Uma delas, a RF (Receita Fixa), é de total responsabilidade e definição de cada empreendedor, uma vez que remunera o capital investido no empreendimento. As outras duas parcelas, o COP (Custo de Operação) e o CEC (Custo Econômico de Curto-Prazo), são calculados pelo Governo a partir de um cenário futuro específico para o Sistema Interligado Nacional, adotado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética). O empreendedor não tem qualquer tipo de interferência na obtenção desses parâmetros.

PONTOS FORTES

Acreditamos possuir os seguintes pontos fortes:

***Sites* únicos, verticalmente integrados, logística eficiente e sinergia**. Cada um de nossos projetos está localizado em *sites* privilegiados, próximos de áreas portuárias, zonas industriais, centros logísticos (inclusive portos e minas sendo desenvolvidos pelo nosso acionista controlador), fontes de combustível de nossas usinas térmicas e/ou de sistemas de transmissão com capacidade de escoamento de energia. Assim, esperamos nos beneficiar de custos de logística relativamente baixos e da proximidade de nossos consumidores industriais. Acreditamos que nossos projetos, uma vez instalados, poderão atrair e atender novos consumidores e crescimento de demanda em suas respectivas regiões. Temos projetos em todos os submercados elétricos brasileiros, o que permite geração em uma região para consumo em outra, se necessário, com comercialização voltada tanto para o ACR quanto para o ACL; além de um projeto em uma região estratégica no Chile. Além disso, alguns de nossos projetos atenderão demandas de grandes operações de mineração e logística, capturando as sinergias decorrentes do transporte de minério para exportação e da importação de carvão. Exemplos dessa característica são nossos projetos da UTE Castilla, no Chile e UTE Porto do Açu, no Rio de Janeiro; e da UTE MPX (Pecém) e UTE Termomaranhão, no Nordeste e no Norte do Brasil, que utilizam o frete de retorno para trazer o combustível a ser utilizado na geração de energia. Adicionalmente, alguns de nossos projetos já prevêem a possibilidade de expansão de forma modular, conforme seja verificado o crescimento da demanda.

Administração experiente e motivada e acionista controlador comprometido. A nossa equipe possui longa experiência na indústria de energia, por exemplo, nossos principais diretores têm em média 25 anos de experiência no setor de energia, tendo trabalhado em companhias líderes no setor. Com base na cultura do Grupo EBX, do qual fazemos parte, desempenhamos nossas atividades com espírito empreendedor sempre em busca de novos projetos e soluções inovadoras. Também faz parte de nossa cultura corporativa o alto grau de alinhamento da diretoria, garantida pela concessão, por nosso acionista controlador, de opções de compra de ações de emissão da Companhia de sua propriedade. Nosso acionista controlador, Sr. Eike Fuhrken Batista, fundador do Grupo EBX, tem mais de 25 anos de experiência, entre outras áreas, no setor de energia, mineração e logística, no Brasil e internacionalmente. Seu envolvimento nos oferece apoio e comprometimento, o que será um importante diferencial nos mercados em que atuamos. O Grupo EBX tem um histórico de desenvolvimento de negócios oriundos de projetos desde a sua fase inicial que resultaram na criação de valor a seus acionistas de forma consistente e responsável.

Parcerias Relevantes. Buscamos desenvolver e/ou operar nossos projetos em parceria com importantes *players* do setor, que agreguem valor a nossos projetos. Anteriormente construímos, e operamos a Termoceará em parceria com a MDU, grupo empresarial norte-americano com atividades nos setores de geração de energia e infra-estrutura. Para maiores informações sobre a Termoceará, ver item "Nossa História" da seção "Atividades da Companhia" na página 179 deste Prospecto. Atualmente temos parcerias com a EDP, um dos maiores grupos integrados do setor de energia do Brasil e parte do grupo Energias de Portugal, no projeto da UTE MPX (Pecém); Eletronorte, nos projetos da UTE Serra do Navio e PCH Capivara; Engevix, no projeto da UHE Baixo Iguaçu; e CRE, no projeto da UTE Termopantanal Brasil. Do ponto de vista do desenvolvimento e operação de nossas plantas, daremos continuidade às parcerias já existentes. Pela perspectiva da demanda, buscamos estabelecer contratos significativos em termos de volume e prazo com consumidores de boa capacidade financeira, de forma a viabilizar economicamente cada um de nossos projetos antes de sua instalação. As parcerias são uma característica importante das sociedades integrantes do Grupo EBX, como, por exemplo, a parceria entre a MMX Mineração e Metálicos S.A. e a Anglo American, terceira maior mineradora do mundo, no projeto do MMX Minas–Rio, um sistema de produção de minério de ferro em desenvolvimento com vários depósitos no Estado de Minas Gerais e infra-estrutura de transporte e exportação do minério através do Porto do Açu, no Estado do Rio de Janeiro.

Escala. Acreditamos que a magnitude de nossos 9 projetos propiciará melhores condições de aquisição de equipamentos e contratos de EPC, uma vez que poderemos negociar com os fornecedores e construtores de forma coordenada. Esperamos que estes esforços resultem em uma:

- Economia nos investimentos de capital em nossos projetos.
- Maior poder de barganha na negociação de condições e preços com nossos fornecedores. Alternativamente, em face da magnitude de nossas operações, acreditamos que poderemos firmar contratos de longo prazo especialmente vantajosos para garantir as condições de fornecimento de carvão mineral de qualidade com grandes fornecedores internacionais nos projetos em que não utilizaremos fornecimento de minas próprias.
- Finalmente, a escala de nossos projetos aliada à solidez financeira do Grupo EBX e de nossos parceiros nos permite ainda melhores condições na contratação de financiamentos. A empresa está em fase final de estruturação dos projetos UTE MPX (Pecém) e UTE Termomaranhão, já tendo obtido enquadramento pelo BNDES, para fins de financiamento. No dia 23 de novembro de 2007, assinamos a "Proposta de Assessoria Financeira e de Outorga de Garantia Firme na Concessão e Estruturação de Financiamento Ponte e de Financiamento de Longo-Prazo para a construção da UTE Porto de Açu" com o Santander (a "Proposta") para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI entre 0,75% a.a e 0,90% a.a ("Empréstimo Ponte"); e (ii) para a parcela de longo prazo, recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão, que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo de repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%. Além disso, contamos com custos acima de Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875% para o mix de linhas do BID e Agencias Multilaterais (MLA). O custo médio estimado para as linhas oriundas de Agências de Crédito de Exportação (ECA) e tendo, também, como base a Libor, podem variar entre 0,05% a 0,40%. Para a parcela em moeda estrangeira (US$), o prazo das linhas podem chegar a 17 anos, ambos na modalidade de *project finance* ("Empréstimo de Longo Prazo", quando referido conjuntamente com o Empréstimo Ponte, o "Financiamento"). O Santander, em sua função de Assessor Financeiro, envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000 (oitocentos e noventa milhões de dólares americanos). As condições do Financiamento indicadas acima poderão sofrer variações, pois refletem as condições atuais de mercado para projetos de características similares e, portanto, estão sujeitas às condições de mercado vigentes à época da efetiva contratação do Financiamento. Adicionalmente, o Financiamento está sujeito às condições precedentes descritas na Proposta, relacionadas ao Projeto, tais como a constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, não ocorrência de mudança material adversa (material adverse change), taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis para este tipo de operação, bem como, dentre outras, às condições usuais de mercado, incluindo condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Financiamento (market flex).
- Planejamos investir cerca de US$30 milhões por ano, a partir de 2015, em iniciativas de preservação ambiental e desenvolvimento de tecnologias para mitigação e redução da emissão de gases estufa.

Capacidade na Execução e Implementação de Projetos. Entre os anos de 2001 e 2005, construímos e operamos a Termoceará, uma termelétrica a gás com capacidade para geração de 220 MW em parceria com a MDU, grupo empresarial norte-americano com atividades nos setores de geração de energia e infra-estrutura. Para maiores informações a Termoceará, ver item "Nossa História" da seção "Atividades da Companhia" na página 179 deste Prospecto. Em 2005, a operação foi vendida para a Petrobras gerando significativo retorno sobre o capital investido. Em nossos atuais projetos, utilizaremos tecnologia amplamente comprovada, contando com fornecedores experientes na execução e montagem de projetos similares aos nossos. Adicionalmente, o Grupo EBX já demonstrou capacidade na execução e financiamento de grandes projetos, com a MMX Mineração e Metálicos S.A., quando levantamos mais de R$1 bilhão para investimento em 3 grandes projetos de mineração e beneficiamento de minério de ferro e logística no Brasil. Finalmente, o Grupo EBX possui um excelente histórico na obtenção de licenças, por exemplo, com relação aos nossos projetos UTE MPX (Pecém) e UTE Serra do Navio que já contam com Licença de Instalação, nosso projeto UTE Termomaranhão, o qual já conta com Licença Prévia; nossa mina de Seival, que já se encontra licenciada e pronta para entrar em operação.

Combustível. A maior parte da geração de energia elétrica no mundo utiliza o carvão mineral como combustível. Nossos projetos utilizam tecnologia de última geração, atendendo a todos os limites e melhores práticas preconizadas pelo Banco Mundial, normas brasileiras e os princípios do Equador. Como razão para nossa escolha do carvão mineral como combustível de alguns de nossos projetos, destacamos: (i) abundância das reservas mundiais; (ii) reservas em regiões de baixo risco de tensão geopolítica; (iii) baixo custo e baixa volatilidade de preço quando comparado a demais fontes de energia como o petróleo e o gás natural; (iv) inexistência de risco hidrológico; e (v) combustível com condições únicas de diversidade de fornecedores. Acreditamos que o risco referente à dependência de importação de carvão mineral não é relevante pelo fato de ser altamente conhecida e comprovada a abundância de carvão mineral, com reservas provadas suficientes para o consumo dos próximos 200 anos. Quanto aos impactos ambientais, a empresa está se utilizando de equipamentos com "*clean coal technology*", de última geração e uso e confiabilidade já comprovados. Com relação à emissão de CO_2, a empresa terá um programa de compensação ambiental através da utilização e preservação de florestas, incluindo o reflorestamento de áreas já desmatadas e avaliação de novas tecnologias de absorção de CO_2, da mesma forma que vem fazendo em outros empreendimentos do Grupo EBX.

ESTRATÉGIA

Pretendemos nos tornar a maior geradora privada do Brasil, com diversificação de fontes e regiões de atuação, aproveitando oportunidades estratégicas na América Latina, como no caso de nosso projeto no Chile, e implementar as seguintes estratégias para maximizar o retorno de nossos acionistas através de nossos pontos fortes:

Estabelecer uma Posição de Destaque na Expansão do Setor Elétrico. Acreditamos que a matriz energética brasileira tende a apresentar um crescimento importante de energia térmica. Dada a expectativa de aumento na demanda e necessidade de fontes de energia alternativas, temos o objetivo de alcançar uma posição de destaque no mercado brasileiro, aproveitando ainda oportunidades estratégicas na América Latina e capitalizando oportunidades de comercialização de energia. Nossas análises indicam que a geração de energia através de termelétricas apresenta algumas vantagens relevantes sobre as hidrelétricas, incluindo menores custos e prazos de implantação e flexibilidade na escolha da localização. Com nossa base térmica consistente e integrada, pretendemos capitalizar nossos ativos através do balanceamento da venda de nossa energia firme entre (i) contratos de longo prazo para consumidores do ACL (seja na forma tradicional de PPA, seja na forma de auto-produção compartilhada), de modo a aproveitar as oportunidades que um cenário de escassez de energia pode trazer, e (ii) vendas no ACR, de modo a garantir um fluxo mínimo e estável de receita.

Integração da Cadeia Produtiva. Acreditamos que para uma operação de geração de energia elétrica predominantemente térmica o controle das fontes de combustível é essencial. Desta forma, em nossos projetos térmicos existe uma opção pelo carvão mineral, que poderá ser fornecido pela Mina Seival e da Mina de Moçambique, segundo os termos do contrato com a AMCI, e por outros contratos de longo prazo com fornecedores internacionais, de modo a ter controle do custo de combustível. Em todos os casos, a proximidade de nossos projetos com portos e centros logísticos permitirá a aquisição de carvão a um custo de frete reduzido. Nossos projetos envolvem o desenvolvimento de operações verticalmente integradas, compreendendo desde o suprimento de matéria prima até a comercialização de energia para nossos clientes. Em nosso plano de negócios já estão identificadas todas as oportunidades e custos necessários, de forma a garantir o fornecimento de matérias primas para suportar nossas atividades.

Comercialização. Comercializaremos a energia gerada com base em uma estratégia de maximização de retornos através da eficiente combinação entre alocação no (i) Mercado Regulado, através de leilões de energia, garantindo um fluxo estável de receita por períodos superiores a 15 anos; (ii) Mercado Livre, seja através de contratos tradicionais de compra de energia (PPA) ou da modalidade auto-produção compartilhada. Acreditamos que tal combinação potencializará o aproveitamento de oportunidades advindas da oscilação de preços, em razão de potenciais cenários de escassez de energia, ao mesmo tempo em que ajuda a nos proteger de uma exposição excessiva às condições de mercado. As Regras de Comercialização são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, que associadas aos seus respectivos Procedimentos de Comercialização, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação tanto no Mercado Regulado quanto no Mercado Livre. As relações comerciais entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais. A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Para maiores informações sobre as regras de comercialização de energia elétrica, ver Seção "Visão Geral do Setor" na página 129 deste Prospecto.

Auto-produção Compartilhada. A comercialização da energia gerada por alguns de nossos principais projetos será dedicada ao ACL, através do conceito de auto-produção compartilhada, que proporciona que consumidores do ACL sejam quotistas dos projetos de geração de energia e se classifiquem como auto-produtores. Essa classificação de auto-produtores possibilitará ganhos fiscais e comerciais aos nossos clientes, além de aumentar a confiabilidade do suprimento de energia, notadamente por aqueles situados nos centros industriais próximos aos nossos projetos. A estruturação de algumas de nossas operações no ACL sob a forma de auto-produção compartilhada, tal como ocorre com nosso projeto da UTE Porto do Açu, possibilitará a antecipação de recursos para financiamento de nossos projetos, bem como a criação de um fluxo de receita estável e antecipado. Nesta modalidade, nossos clientes poderão garantir o fornecimento de energia a um preço previamente contratado, protegendo-se em um cenário de escassez de energia, mitigando o risco de racionamento. Ademais, dentre as vantagens da venda de energia no mercado livre nesta modalidade estão algumas isenções dessas operações de uma série de tarifas aplicáveis às demais geradoras. Dessa forma, as vantagens dessa modalidade beneficiam, ao mesmo tempo, nossas operações e nossos clientes, uma vez que nos permite uma redução de custos e permite aos nossos clientes garantir o fornecimento da energia por eles gerada a preços pré-determinados. Para uma descrição mais detalhada da auto-produção compartilhada, ver capítulo 3.3.7.4.1 da página 338 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

Eficiência Geográfica. Desenvolveremos nossa carteira de projetos em todos os submercados do país, ou seja, no Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, por meio de uma matriz energética diversificada. Acreditamos que esta presença geográfica diversificada poderá ser utilizada na comercialização de energia gerada em um determinado submercado com consumo efetivo em outro, considerando a existência do Sistema Integrado Nacional – SIN, aumentando a confiabilidade do suprimento para nossos clientes e permitindo maior eficiência e aproveitamento de diferenças de preço regionais.

Sinergias das Empresas do Grupo EBX. Temos como critérios para a instalação de nossos projetos, o melhor aproveitamento das sinergias com os projetos de outras operações do Grupo EBX, como por exemplo, as operações da MMX, cujo sistema MMX Minas–Rio produzirá minério de ferro para exportação através do Porto do Açu, contando com a logística fornecida pela LLX. Nosso projeto prevê a instalação, nesse mesmo site, da UTE Porto do Açu que comercializará energia elétrica para a MMX e LLX e contará com a infraestrutura desta última empresa do Grupo EBX para a importação do carvão mineral a ser usado em suas operações.

Capitalizar Oportunidades na América Latina. Em complemento a nossos projetos no mercado brasileiro, buscaremos aproveitar oportunidades estratégicas pontuais na América Latina e capitalizar as oportunidades de comercialização de energia nos mercados em que nos estabelecermos. Nosso projeto da UTE Castilla, no Chile, está inserido em nossa estratégia de atender, entre outras, as demandas de grandes operações de mineração e logística na América Latina, capturando as sinergias decorrentes do transporte de minério para exportação e para importação de carvão. A partir da entrada em operação comercial da Mina de Seival e da UTE Seival II, avaliaremos oportunidades para o fornecimento de energia elétrica para países vizinhos.

NOSSA HISTÓRIA

Atualmente, somos uma sociedade por ações, com prazo de duração indeterminado, constituída de acordo com as leis da República Federativa do Brasil. Nossa sede está localizada na Capital do Estado do Rio de Janeiro, na Praia do Flamengo, 154, 10º andar.

Iniciamos nossas atividades em 25 de abril de 2001, com a constituição da MPX Mineração e Energia Ltda., empresa destinada a atuar no setor de geração de energia. Embora recém constituída, desde o início contamos com a experiência do Grupo EBX na execução e financiamento de grandes projetos. Fundado em 1980, o Grupo EBX iniciou suas operações no comércio mineral e, apenas dois anos depois já iniciava suas próprias operações de mineração. A partir de 1998 a EBX diversificou suas atividades, implementando projetos nas áreas de energia e recursos hídricos.

De 2001 a 2004, nosso principal investimento consistia de uma participação majoritária (51%) no capital da Termoceará, operadora da UTE Senador Carlos Jereissati, uma usina termelétrica movida a gás natural com capacidade instalada de 220 MW, situada no Muncípio de Caucaia, no Estado do Ceará. O empreendimento foi desenvolvido na forma de um consócio constituído entre nós, a MDU e a Petrobras. De acordo com os termos do consórcio, a construção da planta ficou a cargo de nós e da MDU, que demandou investimentos na ordem de R$275 milhões. À Petrobras, em consonância com seu planejamento estratégico para o setor elétrico, coube a negociação da energia elétrica gerada pela planta, bem como uma participação em 50% do resultado líquido do consórcio. Ainda segundo o consórcio, a Petrobras se obrigava a efetuar contribuições de contingência na medida em que a venda de energia elétrica gerada pela planta não fosse suficiente para cobrir determinados custos fixos e variáveis.

A construção da planta foi iniciada em novembro de 2001 e, em 07 de julho de 2002, foi declarada oficialmente ao ONS a entrada parcial em operação comercial de duas unidades geradoras, sendo disponibilizado ao sistema interligado nacional um adicional de potência de 100 MW. A capacidade total da planta (220 MW) foi atingida em 1° de janeiro de 2003.

A UTE Senador Carlos Jereissati atendeu integralmente as ordens de despacho, seja por razões elétricas ou energéticas, sempre que determinado pelo ONS, excetuando-se apenas as oportunidades nas quais ocorreram falhas no fornecimento de combustível.

Durante os anos de 2004 e 2005, o mercado brasileiro sofreu acentuada crise no fornecimento de gás natural, o que limitou severamente as operações da Termoceará, gerando um impacto negativo em sua receita operacional. Por essa razão, e considerando a obrigação assumida pela Petrobras de efetuar contribuições de contingência para cobrir determinados custos fixos e variáveis da planta, em junho de 2005, a Petrobras adquiriu a totalidade do capital da Termoceará. Esta operação foi precedida por uma reorganização societária promovida pelo nosso acionista controlador, iniciada em 05 de outubro de 2004, na qual reduzimos nosso capital social por meio da transferência das quotas da Termoceará para sua controladaà época, a MPX Participações Ltda.

O valor da venda da Termoceará foi de R$324 milhões, gerando um ganho aproximado de R$192 milhões para a MPX Participações, considerando-se o investimento inicial, lucros apurados e liquidação integral de dívida.

Em outubro de 2005, sofremos uma cisão em nosso capital social, na qual cedemos, entre outros ativos, parte de nossa participação na Seival Sul Mineração Ltda. para a MDU (34,3%), avaliados a valor contábil, e passamos a deter 35,7% do capital social da Seival Sul Mineração Ltda. Em junho de 2007, adquirimos da MDU sua participação no capital social da Mina Seival, reestabelecendo assim nossa participação de 70% em seu capital social.

Entre os anos de 2006 e 2007, passamos a desenvolver o nosso *portfolio* atual de geradoras de energia, que somam hoje nove projetos, sendo cinco plantas termelétricas a carvão mineral (UTE MPX, UTE Termomaranhão, UTE Porto do Açu, UTE Castilla e UTE Seival II), uma planta termelétrica a gás natural (UTE Termopantanal), uma planta termelétrica a diesel (UTE Serra do Navio), uma usina hidrelétrica (UHE Baixo Iguaçu) e uma PCH (PCH Capivara). Passamos a apresentar um breve histórico sobre a constituição de cada um desses projetos.

Em 12 de abril de 2007, constituímos a Amapari Energia S.A., uma *joint venture* com a Eletronorte, para a exploração da UTE Serra do Navio, uma usina termelétrica a diesel, em construção no Estado do Amapá, com capacidade instalada de 23,3 MW e com operação comercial prevista para dezembro de 2007; e da PCH Capivara, uma pequena central hidrelétrica a ser instalada na Serra do Navio, no Estado do Amapá, com capacidade instalada de 30 MW e com operação comercial prevista para 2011.

Em 19 de julho de 2007, estabelecemos uma parceria com a EDP para a exploração conjunta de dois projetos de geração de energia, a saber, a UTE MPX (Pecém), usina termelétrica a carvão mineral com capacidade instalada de 720 MW na primeira fase, com operação comercial prevista para 2011, e de 360 MW adicionais na segunda fase, com operação comercial prevista para 2014, totalizando 1.080 MW, a ser desenvolvida pela MPX Pecém Geração de Energia S.A.; e a UTE Termomaranhão, usina termelétrica a carvão mineral com capacidade instalada de 360 MW, na primeira fase, com operação comercial prevista para 2011 e, na segunda fase, de 360 MW adicionais, totalizando 720 MW, a ser desenvolvido pela Diferencial Energia. Posteriormente, em 15 de outubro de 2007, adquirimos a participação da EDP na Diferencial Energia e passamos a deter a totalidade de seu capital social, mantendo-se inalterada a nossa associação na UTE MPX (Pecém).

Em 16 de outubro de 2007, a UTE MPX (Pecém) e a UTE Termomaranhão venderam a quase totalidade de sua capacidade instalada no Leilão A-5 de energia nova promovido pela ANEEL, para contratos de fornecimento de 15 anos, com ICB de R$125,95/MWh e R$128,95/MWh, equivalente a um faturamento anual de R$417,42 milhões e R$220,68 milhões, respectivamente.

Em 28 de agosto de 2007, assinamos um memorando de entendimentos com Engevix Engenharia S.A. e a Desenvix S.A., no qual estabelecemos as condições gerais para a exploração conjunta da UHE Baixo Iguaçu, uma usina hidrelétrica, a ser instalada no Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, com capacidade instalada estimada de 350 MW e com operação comercial prevista para 2013.

Em 30 de agosto de 2007, constituímos a MPX Energia de Chile Limitada, sociedade com o propósito de desenvolver nosso projeto UTE Castilla, usina termelétrica a carvão mineral, a ser localizada na cidade de Capiapó, no Chile, com capacidade instalada de 700 MW, na primeira fase do projeto, com operação comercial prevista para 2012, e de 700 MW adicionais, na segunda fase, com operação comercial prevista para 2013, totalizando 1.400 MW.No mês seguinte, em 17 de setembro de 2007, constituímos a UTE Porto do Açu S.A., sociedade com o objetivo de desenvolver o nosso projeto UTE Porto do Açu, usina termelétrica a carvão mineral, a ser localizada no Estado do Rio de Janeiro, com capacidade instalada de 1.400 MW (através de dois módulos de 700 MW), na primeira fase do projeto, com operação comercial prevista para 2012, e de 4.000 MW adicionais, na segunda fase do projeto, a ser implantada em blocos de 1.000 MW, com operação comercial inicial prevista para 2018, totalizando 5.400 MW em 2018.

Em 24 de setembro de 2007, constituímos a MPX Seival II Energia Ltda., sociedade com o propósito de desenvolver nosso projeto UTE Seival II, uma usina termelétrica a carvão mineral nacional, a ser localizada no Estado do Rio Grande do Sul, com capacidade instalada de 600 MW, com operação comercial prevista para 2014. Em fevereiro de 2005, nos associamos à CRE, para a exploração da UTE Termopantanal, uma usina termelétrica a gás natural a ser instalada no Estado do Mato Grosso do Sul, com capacidade instalada de 44 MW e com operação comercial prevista para 2010.

Além dos projetos de geração de energia, de acordo com o nosso objetivo de integrar verticalmente nossas operações, temos projetos de mineração para a extração de matéria prima para as nossas usinas termelétricas, tais como carvão mineral.

Com o intuito de complementar nossas atividades de geração de energia elétrica, em 16 de junho de 2001, adquirimos o controle acionário da Seival Sul Mineração Ltda., sociedade constituída em 21 de maio de 2001 para explorar a Mina de Seival, mina de carvão com capacidade estimada para a extração de 10 a 14 milhões de toneladas de carvão por ano. Inicialmente, a Mina de Seival abastecerá a UTE Seival II e a UTE Seival I, que não integra o Grupo EBX.

Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% da participação que a AMCI detém correspondente a 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe, objeto da Licença de Prospecção e Pesquisa, emitida em 07 de junho de 2004, pelo Ministério de Recursos Minerais e Energia da República de Moçambique.

Ainda, segundo o contrato com a AMCI, nos foi outorgado um direito de preferência para adquirir parte ou totalidade da produção de carvão mineral para geração térmica extraído desta mina. A AMCI estima que a mina terá capacidade de produção de 3 milhões de toneladas de carvão por ano, durante a primeira fase do projeto, e que sua expansão dependerá da duplicação da infra-estrutura logística da região, que atualmente está em fase de construção por grupos estrangeiros. O contrato com a AMCI contempla a possibilidade de a MPX adquirir sua participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações a serem emitidas pela MPX, cuja relação de troca ainda não foi definida e tampouco o critério de avaliação das ações, dentre outras formas de pagamento, o que não implicaria em uma utilização dos recursos decorrentes da Oferta. Para maiores detalhes sobre a possibilidade de permuta de ações para a aquisição de participação na Mina de Moçambique, ver seção "Diluição" na página 92 deste Prospecto.

O Projeto Reveuboe está localizado adjacente à Mina de Moatize, controlada pela CVRD e da qual a AMCI também detém participação minoritária, e está em fase de realização de estudo de viabilidade. A AMCI já realizou estudo de escopo/pré-viabilidade do Projeto Reveuboe, e a conclusão da viabilidade da mina depende da realização de maiores estudos de pesquisa geológica, da definição dos investimentos em capital e custos operacionais e da conclusão dos contratos de logística da mina. O nosso direito de primeira oferta se estende a até 90 dias após a conclusão do estudo de viabilidade definitivo do Projeto Reveuboe, a ser elaborado sob a supervisão da AMCI.

Com o objetivo de liquidar dívidas com partes relacionadas e de financiar nossos projetos de energia em desenvolvimento, celebramos com o Itaú BBA S.A., em 19 de setembro de 2007, um pré-contrato para liberação de US$10.718.113,61, cujo vencimento é 17 de março 2008, com a incidência de juros lineares de 8,8% a.a., e tendo por garantia, aval de nosso controlador indireto, o Sr. Eike Fuhrken Batista, abrangendo 100% do valor principal e encargos. Ainda com o Itaú BBA S.A., em 28 de setembro de 2007, celebramos um pré-contrato para liberação de US$20.000.000,00, cujo vencimento é 04 de janeiro de 2008, com a incidência de juros lineares de 7,2% a.a., e tendo por garantia o penhor da operação de *time deposit* no valor de 120% do valor principal que será garantido por nosso acionista controlador. Finalmente, em 19 de outubro de 2007, celebramos com o Itaú BBA um contrato de financiamento no valor de US$60 milhões, nas mesmas condições da operação contratada no dia 28 de setembro de 2007.

Recentemente, em 25 de setembro de 2007, passamos por uma transformação societária e adotamos a forma de sociedade por ações. Em 05 de novembro de 2007, alteramos nossa denominação social para MPX Energia S.A.

Em [•], obtivemos o registro de companhia aberta na CVM.

Em 21 de novembro de 2007, celebramos o Contrato de Participação no Novo Mercado, o qual entrará em vigor na data de publicação do Anúncio de Início, sendo que nossas Ações serão admitidas à negociação no dia útil seguinte à data de publicação do Anúncio de Início, sob o código "MPXE3".

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Nossa estrutura societária na data deste Prospecto Preliminar é a seguinte:

Notas:

Em 03 de outubro de 2007, adquirimos da Ardpoint, empresa do Grupo EBX controlada pela Centennial Asset, participação de 70% no capital social da MPX Energia de Chile Limitada. Atualmente, a Ardpoint detém 30% do capital social da MPX Energia de Chile Limitada. Em 26 de novembro de 2007, transferimos para a Centennial Asset ações representativas de 30% do capital social da UTE Porto do Açu S.A. Nestes dois projetos, a Centennial Asset assumiu o mandato de buscar parceiros estratégicos para as atividades de geração termelétrica, que se comprometam a adquirir até 30% de participação societária na UTE Porto do Açu e MPX Chile e contribuir proporcionalmente com o capital exigido para o desenvolvimento desses projetos. Qualquer alienação da participação da Centennial Asset, seja na UTE Porto do Açu como na MPX Chile, deverá ser aprovada pela maioria dos membros independentes do nosso Conselho de Administração.

A MPX Seival II Energia Ltda., UTE Porto do Açu Energia S.A., MPX Comercializadora de Energia Ltda. e MPX Energia de Chile Limitada não foram consolidadas nas demonstrações financeiras para os nove meses findos em 30 de setembro de 2007, pois foram constituídas/adquiridas posteriormente à 30 de setembro de 2007.

Em 19 de julho de 2007, celebramos com a EDP um contrato de compra e venda de ações, por meio do qual a EDP se comprometeu a adquirir participação equivalente a 50% do capital social da UTE MPX (Pecém), assim nossa participação será reduzida em 50%.

Em 15 de outubro de 2007, a MPX assinou com a EDP contrato de compra adquirindo 100% das quotas da Diferencial Energia. A transferência das quotas depende de autorização da ANEEL.

PROJETOS DE GERAÇÃO ELÉTRICA DA MPX

UTE MPX (Pecém)

A UTE MPX (Pecém) será uma usina termelétrica a carvão pulverizado, a ser instalada em São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará. Ela terá capacidade instalada de 720 MW, na primeira fase do projeto, com operação comercial prevista para 2011; e de 360 MW adicionais, na segunda fase do projeto, com operação comercial prevista para 2014; totalizando 1.080 MW de capacidade instalada.

O projeto será desenvolvido pela MPX Pecém Geração de Energia S.A., sociedade constituída em 26 de abril de 2007, da qual somos acionistas em conjunto com a EDP, cada uma com 50% de participação no empreendimento.

Nossa parceira com a EDP está limitada ao desenvolvimento da primeira fase do projeto, que compreende a capacidade instalada de 720 MW. A segunda fase do projeto (expansão da capacidade instalada em 360 MW) será realizada exclusivamente por nós, sem a participação da EDP. Pretendemos buscar parceiros estratégicos para o desenvolvimento da segunda fase deste projeto.

Segundo o contrato de compra e venda de ações celebrado entre nós e a EDP, em 19 de julho de 2007, a participação da EDP na UTE MPX (Pecém) estava condicionada à aprovação da transferência das ações pela ANEEL, bem como à venda de parte ou da totalidade da capacidade instalada da UTE MPX (Pecém) nos leilões de energia nova promovidos pela ANEEL até 31 de dezembro de 2010. Em 16 de outubro de 2007, a UTE MPX (Pecém) vendeu a quase totalidade de sua capacidade instalada da primeira fase no 5º leilão de energia nova promovido pela ANEEL. Na data deste Prospecto, a transferência das ações da UTE MPX (Pecém) para a EDP estava pendente de autorização da ANEEL, de acordo com as regras do Leilão A-5 realizado em 16 de outubro de 2007.

A planta da UTE MPX (Pecém) será localizada a 6 km sudoeste do Porto do Pecém, dentro do CIPP, localizado a aproximadamente 60 km de Fortaleza, Capital do Estado do Ceará. Atualmente, possuímos os direitos de aquisição do terreno onde será instalada a UTE MPX (Pecém), o qual será oportunamente arrendado para a UTE MPX (Pecém).

Até a data deste Prospecto, havíamos iniciado negociações com empresas de engenharia sobre o gerenciamento da obra, os serviços de engenharia, a obtenção de materiais, a construção e a colocação em funcionamento da UTE MPX (Pecém), a serem realizadas em regime de empreitada integral (*full turnkey*).

A planta deverá iniciar a sua operação em meados de 2011 e tem a obrigação de estar disponível para gerar energia elétrica para o Mercado Regulado em primeiro de janeiro de 2012.

Licenças

A Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Estado do Ceará – SEMACE – emitiu, em 26 de dezembro de 2006, a Licença de Instalação (LI) Nº 598/2006, autorizando a construção da termelétrica proposta de 720 MW em Pecém.

Uma vez obtidos o certificado do Município de São Gonçalo do Amarante e a autorização para desmatamento da SEMACE, todas as exigências ambientais necessárias para o começo das obras estarão cumpridas.

Em 11 de outubro de 2007, a Secretaria Municipal de Urbanismo e Habitação de São Luís, no Estado do Maranhão, certificou (Certidão Ref. Proc. Nº 220-1413/07) que, para fins de Licenciamento Ambiental, o imóvel situado no Distrito Industrial permite o uso especial de Estação e Subestação de Energia Elétrica – Usina Termelétrica, conforme Decreto nº 32.439, de 11 de outubro de 2007.

A Secretaria de Recursos Hídricos do Estado do Ceará – SRH concedeu à UTE MPX (Pecém), em 24 de maio de 2007, direito de uso de água (Direito de Uso de Água Nº 136/2007), válido por 10 anos, e que deverá ser renovado dois meses antes de sua expiração, em maio de 2017, para garantir direitos continuados do uso da água. O direito é concedido para o uso de um volume de 15,8 milhões de metros cúbicos de água por ano, a uma taxa de entrega de 500 litros por segundo.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

A energia elétrica gerada durante a primeira fase do projeto será integralmente destinada a atender predominantemente o Mercado Regulado e apenas uma pequena parcela deverá ser alocada no Mercado Livre. Esta pequena parcela corresponde a perdas e diferenças em relação à garantia física do projeto. A estratégia para a alocação da parcela de energia no Mercado Livre consiste em esperar que se configure o déficit de energia assegurada em 2008 ou 2009 para vendê-la a preços mais atrativos que os obtidos atualmente no Mercado regulado.

Em 16 de outubro de 2007, a UTE MPX (Pecém) vendeu a quase totalidade de sua capacidade instalada da primeira fase no leilão A-5 realizado pela CCEE, pelo ICB de R$125,95/MWh, equivalente a um faturamento anual de R$417,42 milhões, para contratos com duração de 15 anos, garantindo assim um fluxo de caixa estável para o empreendimento.

Por sua vez, a energia gerada durante a segunda fase do projeto (360 MW adicionais) será destinada a atender o Mercado Livre, considerando as projeções de preços mais favoráveis neste mercado a partir de 2008.

Financiamentos

Estimamos um investimento de aproximadamente US$1,2 bilhões para a primeira fase do projeto UTE MPX (Pecém), a ser financiado na proporção de 25% de recursos próprios e 75% de recursos de terceiros.

Em 15 de outubro de 2007, assinamos um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento deste projeto, com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$280 milhões de dólares para desembolso no primeiro ano do projeto até a finalização das linhas de longo prazo; e (ii) parcela de longo prazo alocada através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$569 milhões, com prazo de 17,8 anos, e uma linha do BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$441 milhões para as modalidades de *A loan* e *B loan*, com prazo de 16 anos Esse contrato não obriga as parte e as suas características podem ser alteradas.

Em 15 de outubro de 2007, o Comitê de Enquadramento e Crédito do BNDES apresentou resposta à consulta prévia elaborada pela UTE MPX (Pecém), informando o enquadramento do projeto para análise de viabilidade de apoio financeiro pelo BNDES, na modalidade de financiamento de longo prazo estruturado sob a forma de *project finance* direto. Essa resposta não obriga as parte e as suas características podem ser alteradas.

A parcela de 25% de recursos próprios será obtida através da presente Oferta.

Na segunda fase do projeto, a UTE MPX (Pecém) planeja um investimento de US$733 milhões. Planejamos financiar 80% deste investimento com recursos de terceiros.

Esperamos financiar o projeto com utilização de *funding* do BNDES para a parcela em Reais, e BID, Agências Multilaterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA) para a parcela de captação externa em dólar, na modalidade de *project finance*.

A parcela de 20% de investimento necessário será financiada com recursos obtidos nesta Oferta e adiantamentos de contratos de fornecimento no mercado.

Fornecedores

O carvão mineral a ser utilizado pela UTE MPX (Pecém) como fonte de geração deverá ser obtido por meio de contratos de longo prazo.

A água necessária para as torres de resfriamento da planta será fornecida pela Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos – COGERH.

Logística/Transporte

A UTE MPX (Pecém) será abastecida com carvão mineral importado a ser descarregado no Terminal Portuário de Pecém, inaugurado em 2002 e administrado pela Companhia de Integração Portuária do Ceará – CEARÁPORTOS. O terminal tem capacidade para receber embarcações tipo *Capesize*, *Handymax* e *Panamax* e necessitará de investimentos para a instalação de guindastes e equipamentos de transporte especializados para descarregar carvão mineral das embarcações, os quais foram assumidos pelo Governo do Estado do Ceará.

Acreditamos que, no futuro, o terminal portuário poderá também servir para a exportação dos artigos produzidos no CIPP, podendo gerar o benefício do aproveitamento do frete de retorno dos navios que transportarão artigos exportados do CIPP para a importação de carvão.

O carvão será transportado do terminal portuário para a planta através de esteira mecanizada.

A principal via de acesso ao local onde a planta será instalada se dá por uma rodovia que se prolonga do sudeste do terminal portuário até uma nova estrada de acesso à planta. Esta estrada de acesso à planta cruzará a atual rodovia pelo lado oeste de uma via férrea e ao sul da atual sub-estação da Coelce, e se prolongará por aproximadamente 2,5 km em sentido oeste da planta. A planta pode ter acesso também por meio da rodovia que cruza o Município de Pecém, em seu sentido leste. Uma nova via de acesso será construída para atender as etapas da construção e o acesso de seus empregados.

As linhas da transmissão se conectarão diretamente com a grade existente ou com uma nova subestação a ser construída no centro da CIPP, a cerca de 1 km a leste do local da planta, ou a uma subestação já existente, localizada a 20 km a sudeste da planta.

Contratos Relevantes

Em 30 de maio de 2007, celebramos com a Companhia e Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos – COGERH um contrato de prestação de serviços de gerenciamento de disponibilização de água bruta mediante tarifação e outorga de uso dos recursos hídricos, através da instalação de sistemas integrados das bacias hidrográficas. O volume a ser consumido pela Companhia não poderá ser superior ao estabelecido na outorga de água fornecida à Companhia pela Secretaria de Recursos Hídricos – SRH. O contrato terá vigência enquanto perdurar a outorga de direito de uso de água, ou seja, 10 anos. A tarifa a ser cobrada pelo uso dos recursos hídricos obedecerá o disposto no Decreto Estadual nº 28.244 de 11 de maio de 2006 e legislação pertinente, isto é, R$69,30/1000m³.

Em 19 de junho de 2007, firmamos com a UTE MPX (Pecém) um contrato de prestação de serviços de consultoria e assessoria no valor de R$40 milhões, que, atualmente, se encontra em fase de negociação devido a modificações na composição acionária da UTE Termomaranhão, da qual passamos a deter a totalidade do capital social após aquisição da participação da EDP nessa empresa.

Em 14 de agosto de 2007, firmamos um contrato de prestação de serviços com a Topeland – Projetos Construções e Consultoria Ltda., cujo escopo é a prestação de serviços de levantamento topográfico planialtimétrico georeferenciado a ser realizado no imóvel destinado à instalação da UTE MPX (Pecém), localizado no CIPP, em São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará, no valor de R$32.000,00 (trinta e dois mil reais).

Em 14 de agosto de 2007, firmamos o contrato de prestação de serviços de consultoria e assessoria com a UTE MPX (Pecém), cujo escopo é a prestação de serviços de consultoria técnica, comercial e institucional na implantação da UTE MPX (Pecém), no valor de R$40 milhões.

Em 15 de outubro de 2007, assinamos um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento do projeto UTE Pecém, com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$280 milhões de dólares para desembolso no primeiro ano do projeto até a finalização das linhas de longo prazo; e (ii) parcela de longo prazo alocada através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$569 milhões, com prazo de 17,8 anos, e uma linha do BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$441 milhões para as modalidades de A loan e B loan, com prazo de 16 anos.

UTE Termomaranhão (MA)

A UTE Termomaranhão será uma usina termelétrica a carvão pulverizado a ser instalada em São Luis, capital do Estado do Maranhão. Uma vez concluída, ela contará com capacidade instalada de 360 MW na primeira fase do projeto, com operação comercial prevista para 2011; e de 360 MW adicionais na segunda fase do projeto, com operação comercial prevista para 2013; totalizando 720 MW.

O projeto será desenvolvido pela Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda. (Diferencial Energia), sociedade constituída em 11 de julho de 2006, da qual detemos a totalidade do capital social.

A planta será localizada a 5 km do Porto do Itaqui, no Módulo G do Distrito Industrial de São Luis, uma área não urbanizada situada a aproximadamente 20 km de São Luís. O terreno no qual será instalada a planta possui aproximadamente 500 hectares e deverá ser doado pelo Estado do Maranhão, de acordo com as condições estabelecidas no protocolo de intenções firmado com a Diferencial Energia, em 08 de junho de 2007. Segundo o protocolo de intenções, a doação do terreno estava condicionada à venda da capacidade instalada da primeira fase da UTE Termomaranhão em leilão de energia nova promovidos pela ANEEL, o que ocorreu em 16 de outubro de 2007.

Atualmente, existem aproximadamente 57 famílias ocupando de forma irregular o local onde deverá ser instalada a UTE Termomaranhão. Nos termos do protocolo de intenções assinado com o Governo do Estado do Maranhão, a remoção e o assentamento dessas famílias deverão ser promovidos pelo Estado do Maranhão, possivelmente para uma área urbana de São Luis, o que permitirá uma melhoria substancial das condições de vida dessas famílias. A Diferencial Energia dará apoio técnico ao Governo do Estado no processo de assentamentos das famílias.

Até a data deste Prospecto, havíamos iniciado negociações com empresas de engenharia a respeito das obras de construção da UTE Termomaranhão, a serem realizadas em regime de empreitada integral (*full turnkey*).

A planta deverá iniciar a sua operação no segundo trimestre de 2011 e tem a obrigação de estar disponível para gerar energia elétrica para o Mercado Regulado em primeiro de janeiro de 2012.

Licenças

A Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais do Estado do Maranhão – SEMA – emitiu, em 21 de março de 2007, a Licença Prévia (LP) Nº 043/2007, após ter sido submetido um relatório simplificado de avaliação ambiental. O Ministério Público Estadual contestou a validade da Licença Prévia ingressando com uma ação civil pública.

Um Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental estão sendo preparados atualmente em atendimento a pedido do Ministério Público Estadual para regularização do processo de licenciamento ambiental. Estes documentos, em conjunto com um plano básico de ação ambiental (BEAP), serão finalizados e submetidos, junto com uma certificação do Município de São Luís, à SEMA durante o 1º trimestre de 2008 para revisão e emissão da Licença da Instalação (LI), o deverá ocorrer ainda no 1º semestre de 2008.

Até a data deste Prospecto, não havíamos requerido licença para a extração de água do mar junto à Agência Nacional de Águas (ANA), autorização para desmatamento a ser obtida junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (SEMA) ou autorização da ANEEL para a implantação da UTE Termomaranhão.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

A energia elétrica gerada durante a primeira fase do projeto será integralmente destinada a atender predominantemente o Mercado Regulado e apenas uma pequena parcela deverá ser alocada no Mercado Livre. Esta pequena parcela corresponde a perdas e diferenças em relação à garantia física do projeto. A estratégia para a alocação da parcela de energia no Mercado Livre consiste em esperar que se configure o déficit de energia assegurada em 2008 ou 2009 para vendê-la a preços mais atrativos que os obtidos atualmente no Mercado regulado.

Em 16 de outubro de 2007, a UTE Termomaranhão vendeu a quase totalidade de sua capacidade instalada da primeira fase no leilão A-5 realizado pela CCEE, pelo ICB de R$128,95/MWh, equivalente a uma receita anual de R$220,68 milhões, para contratos com duração de 15 anos, garantindo assim um fluxo de caixa estável para o empreendimento.

Por sua vez, a energia gerada durante a segunda fase do projeto (360 MW adicionais) será destinada a atender o Mercado Livre, considerando as projeções de preços mais favoráveis neste mercado a partir de 2008.

Financiamentos

Estimamos que o investimento necessário para a primeira fase da UTE Termomaranhão seja de US$698 milhões, a ser financiado na proporção de 25% de recursos próprios e 75% de recursos de terceiros.

Em 15 de outubro de 2007, assinamos um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$160 milhões para desembolso no primeiro ano do projeto até a finalização das linhas de longo prazo; e (ii) parcela de longo prazo alocadas através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$334 milhões, com 17,8 anos de prazo, e uma linha do BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$240 milhões para as modalidades de *A loan* e *B loan*, com 16 anos de prazo. Esse contrato não obriga as parte e as suas características podem ser alteradas.

Em 15 de outubro de 2007, o Comitê de Enquadramento e Crédito do BNDES apresentou resposta à consulta prévia elaborada pela UTE Maranhão, informando o enquadramento do projeto para análise de viabilidade de apoio financeiro pelo BNDES, na modalidade de financiamento de longo prazo estruturado sob a forma de *project finance* direto. Essa resposta não obriga as parte e as suas características podem ser alteradas.

A parcela de 25% de investimento necessário será financiada com recursos obtidos nesta Oferta.

Na segunda fase do projeto, a UTE Termomaranhão planeja um investimento de aproximadamente US$733 milhões. Planejamos financiar 80% deste investimento (aproximadamente US$500 milhões) por meio de recursos de terceiros.

Esperamos financiar o projeto com utilização de *funding* do BNDES para a parcela em Reais, e BID, Agências Multilaterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA) para a parcela de captação externa em dólar, na modalidade de *project finance*.

A parcela de 20% de investimento necessário será financiada com recursos obtidos nesta Oferta e de adiantamentos de contratos de fornecimento no Mercado Livre.

De acordo com o protocolo de intenções assinado com o Governo do Estado do Maranhão, o Estado se comprometeu a conceder regime especial, diferimento, isenção ou outro benefício fiscal relativo ao ICMS incidente sobre os bens de capital importados e nacionais, tais como máquinas e equipamentos, sobre os bens consumíveis a serem utilizados na construção da UTE Termomaranhão, bem como sobre os combustíveis (carvão mineral importado). O Estado do Maranhão se comprometeu, ainda, a conceder diferimento sobre a diferença de alíquota do ICMS entre as operações internas e interestaduais, relativas às aquisições de bens destinados ao ativo fixo ou imobilizado da Diferencial Energia.

Fornecedores

O carvão mineral a ser utilizado pela UTE Termomaranhão como fonte de geração deverá ser obtido por meio de contratos de longo prazo.

A água necessária para as torres de resfriamento da planta será extraída do mar, passando por um processo de dessalinização e de purificação. Será transportada até a UTE Termomaranhão através de um aqueduto de 5 km que correrá paralelo à esteira mecânica para o transporte de carvão.

Logística/Transporte

A UTE Termomaranhão será abastecida com carvão mineral importado a ser descarregado no Porto de Itaqui, localizado na baía de São Marcos, em São Luis, capital do Estado do Maranhão. Atualmente, o porto está em operação e é administrado pela Empresa Maranhense de Administração Portuária – EMAP. O terminal tem capacidade para receber embarcações do tipo *Panamax*. A autoridade portuária deverá construir uma unidade para recebimento e transporte do carvão importado para a UTE Termomaranhão. Um sistema para recebimento de carvão será instalado para transferir o carvão das embarcações para uma esteira mecanizada com capacidade para transporte de 1.250 toneladas/hora. A esteira mecanizada levará o carvão até a UTE Termomaranhão, onde será estocado e utilizado.

Uma linha da transmissão de 230 kV com duplo circuito ligará a planta a uma subestação localizada a aproximadamente 24 km da planta.

Nos arredores da planta existe a BR 135, que proporciona acesso ao Porto de São Luis, assim como uma estrada de ferro a 1 km dos limites da área da planta.

Contratos Relevantes

Em 08 de junho de 2007, a Diferencial Energia celebrou com o Governo do Estado do Maranhão um Protocolo de Intenções para definição das condições básicas e compromissos entre as partes para a instalação da UTE Termomaranhão, em uma área localizada no Módulo G do Distrito Industrial de São Luis, no Município de São Luís. Nos Termos do Protocolo, a área da UTE será disponibilizada à Diferencial, livre de quaisquer ônus, pessoas e impedimentos de qualquer natureza, para fins de implantação da UTE Termomaranhão. Ademais, o Governo do Estado do Maranhão deverá conceder à Diferencial regime especial, diferimento, isenção ou outro benefício de ICMS incidente sobre os bens de capital importados e nacionais, sobre os bens consumíveis a serem utilizados na construção da UTE Termomaranhão, bem como sobre os combustíveis, a exemplo de carvão mineral importado e óleo.

Em 08 de outubro de 2007, a Diferencial Energia encaminhou ao Governo do Estado do Maranhão seu entendimento sobre a forma de viabilizar benefícios fiscais, através do instituto do diferimento de imposto, conforme acordado no Protocolo de Intenções. Tal benefício alcançaria as operações sujeitas ao ICMS nas importações de carvão mineral, máquinas, equipamentos e estruturas metálicas, peças e partes para incorporação às máquinas, equipamentos e estruturas metálicas, bem como o diferencial do imposto nas aquisições de bens destinados ao ativo fixo ou imobilizado. Em 11 de outubro de 2007, a Secretaria de Estado da Fazenda do Maranhão mostrou-se favorável à concessão do benefício.

Em 25 de maio de 2007, a Empresa Maranhense de Administração Portuária (EMAP) e a UTE Termomaranhão celebraram um protocolo de intenções para definir as condições básicas e os compromissos entre as partes para a operação de descarregamento de navios, o transporte de carvão mineral por Porto de Itaqui até a planta e a captação de 2,5 milhões de litros/hora de água salgada. O protocolo inclui a intenção de arrendar uma área próxima ao Porto por 25 anos, para a construção da estrutura para tomada de água e do sistema de transporte de carvão.

Em 15 de outubro de 2007, assinamos um contrato de assessoria financeira com Citibank para financiamento do projeto UTE Maranhão, com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$160 milhões para desembolso no primeiro ano do projeto até a finalização das linhas de longo prazo; e (ii) parcela de longo prazo alocadas através de uma linha de financiamento direto do BNDES estimada em US$334 milhões, com 17,8 anos de prazo, e uma linha do BID ou agências multilaterais no valor estimado de US$240 milhões para as modalidades de A loan e B loan, com 16 anos de prazo.

UTE Porto do Açu (RJ)

A UTE Porto de Açu será uma usina termelétrica a base de carvão pulverizado, a ser instalada em São João da Barra, no Estado do Rio de Janeiro. A planta terá capacidade instalada de 1.400 MW (através de dois módulos de 700 MW) na primeira fase do projeto, com operação comercial prevista para 2012; e de 4.000 MW adicionais na segunda fase do projeto, com operação comercial prevista para 2015, adicionado 1.000 MW de capacidade instalada a cada ano até 2018; totalizando 5.400 MW de capacidade instalada.

O projeto será desenvolvido pela nossa controlada UTE Porto do Açu S.A., sociedade constituída em 17 de setembro de 2007, da qual detemos participação de 70% do capital social. Em 26 de novembro de 2007, transferimos para a Centennial Asset, empresa do Grupo EBX, ações representativas de 30% do capital social da UTE Porto do Açu S.A. A Centennial Asset assumiu o mandato de buscar parceiros estratégicos que possam colaborar para o desenvolvimento do projeto e tenham capacidade financeira para o levantamento de recursos junto a instituições financeiras, para oferecer garantias e para acompanhar os aumentos de capital da UTE Porto do Açu. O ingresso desses potenciais investidores se dará através da venda da participação da Centennial Asset no empreendimento.

Em razão da adoção do sistema de "autoprodução compartilhada" neste projeto, futuramente, haverá o ingresso de novos acionistas ao projeto, todos consumidores da energia elétrica gerada pela UTE Porto do Açu. A participação acionária será em ações preferenciais a serem emitidas na proporção da parecela da capacidade instalada consumida pelo respectivo consumidor. Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 338 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto. A planta será localizada em área adjacente ao Porto do Açu e será construída numa área de 5 milhões de m^2, em processo de transferência para a LLX Açu.

A área da UTE Porto do Açu está localizada num parque industrial de 7.200 hectares de propriedade da LLX Açu, na qual serão instalados o Porto do Açu, uma usina siderúrgica e uma usina de pelotização (*pelletizing facility*).

As obras para a construção da planta ainda não foram iniciadas. Atualmente, o gerenciamento da obra, os serviços de engenharia, a obtenção de materiais, a construção e a colocação em funcionamento do projeto estão sendo negociados com fornecedores japoneses, chineses e europeus.

A UTE Porto do Açu apresenta sinergias naturais com outras empresas do Grupo EBX, em particular a MMX e a LLX:

Com a MMX, a primeira sinergia é a venda de energia para os projetos da mesma, minas e minerodutos, garantindo a alocação de parte significativa da energia da primeira fase da UTE Porto do Açu. Além disso, a segunda fase da UTE pode vir a garantir a energia necessária para as expansões da MMX no futuro. Outra sinergia importante será a possibilidade de utilização na UTE Porto do Açu da água efluente do processo de separação do minério de ferro vindo dos minerodutos da MMX, reduzindo em, aproximadamente, 50% os requisitos de captação de água local para a usina e simplificando o processo de obtenção da outorga de água. Para maiores informações a respeito desses contratos, veja o item "Contratos com Partes Relacionadas – UTE Porto do Açu" na página 225 deste Prospecto.

Com a LLX, a primeira sinergia também é a garantia de venda de parte adicional da energia da primeira fase da UTE Porto do Açu, o que garantirá o suprimento de energia dos consumidores industriais que irão se instalar no Porto do Açu, afiançando a viabilidade do projeto da LLX. Outra sinergia natural é a possibilidade da MPX explorar o frete retorno (frete *inbound*) da exportação de minério pelo Porto do Açu, permitindo um custo de frete menor na importação de carvão para a usina. Isto, naturalmente, se reflete em um preço de energia mais competitivo para os cotistas de autoprodução compartilhada da UTE Porto do Açu, inclusive a MMX e a LLX. Para maiores informações a respeito desses contratos, veja o item "Contratos com Partes Relacionadas – UTE Porto do Açu" na página 225 deste Prospecto.

Licenças

O processo de licenciamento ambiental deste projeto está em andamento e pretendemos apresentar o requerimento para a obtenção da Licença Prévia (LP) ainda em dezembro de 2007.

Até a data deste Prospecto, não havíamos apresentado requerimento de licença para a extração de água do Aqüífero Embore, perante a ANA, e pedido de autorização para a implantação da UTE Porto do Açu, perante a ANEEL.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

A UTE Porto do Açu está estrategicamente localizada na região do Rio de Janeiro–Campos.

Durante a primeira fase do projeto, toda a energia elétrica gerada (1.400 MW) será destinada exclusivamente ao Mercado Livre. A UTE Porto do Açu utilizará pela primeira vez o conceito de "autoprodução compartilhada", que proporcionará que consumidores do ACL sejam quotistas dos projetos de geração de energia e se classifiquem como auto-produtores. Essa classificação de auto-produtores possibilitará ganhos fiscais, tributários e comerciais aos nossos clientes, além de aumentar a confiabilidade do suprimento de energia, notadamente por aqueles situados nos centros industriais próximos ao nosso projeto.

As isenções de encargos e impostos previstas para Autoprodutores permitirão que um "quotista" da UTE Porto do Açu tenha um desconto no seu preço equivalente de energia, em relação ao que ele pagaria como consumidor cativo, ou como consumidor livre tradicional, permitindo que grande parte deste benefício seja alocado ao projeto.

A alocação dos benefícios ao projeto se justifica pelo fato da geradora realizar o investimento, e assumir todas as responsabilidades pelo gerenciamento dos requisitos de energia dos "quotistas".

Além de um preço de energia competitivo e a garantia de suprimento de energia no longo prazo, outra grande vantagem para os consumidores livres (ou potencialmente livres) que vierem a ser tornar "quotistas" da UTE Porto do Açu, será a possibilidade de transferir o gerenciamento de seus requisitos de energia para nossa comercializadora de energia.

A estrutura de "autoprodução compartilhada" poderá liberar os consumidores livres "quotistas" da UTE Porto do Açu do risco de racionamento. Para maiores informações sobre o conceito de "autoprodução compartilhada", ver capítulo 3.3.7.4.1 na página 338 do Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

Na segunda fase, a energia elétrica gerada (4.000 MW) deverá ser destinada tanto para o Mercado Livre quanto para o Mercado Regulado. Espera-se que o Mercado Regulado apresente preços mais atrativos no futuro, razão pela qual se pretende destinar parte da energia gerada para este mercado. Tal expectativa é baseada nos custos crescentes de expansão da oferta de energia, e no fato de que um montante de energia existente, que será descontada em 2013, já ter sido absorvido pelo Mercado Livre.

Atualmente, estamos negociando memorandos de entendimentos com empresas do Grupo EBX e de outros grupos para a venda de parte substancial da capacidade instalada da primeira fase. Pretendemos contratar o saldo restante da energia gerada pela planta na primeira fase a partir de 2008, quando esperamos obter melhores condições de mercado para negociar a energia disponível, tendo em vista a progressiva redução de disponibilidade de energia assegurada no mercado de energia elétrica.

Financiamentos

Na primeira fase do projeto, estimamos que o investimento necessário seja de aproximadamente US$2,73 bilhões, dos quais pretendemos financiar 75% (aproximadamente US$2,0 bilhões) por meio de recursos de terceiros.

No dia 23 de novembro de 2007, assinamos a "Proposta de Assessoria Financeira e de Outorga de Garantia Firme na Concessão e Estruturação de Financiamento Ponte e de Financiamento de Longo-Prazo para a construção da UTE Porto de Açu" com o Santander (a "Proposta") para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo e o custo estimado para essa linha acima do CDI entre 0,75% a.a e 0,90% a.a ("Empréstimo Ponte"); e (ii) para a parcela de longo prazo, recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão, que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos, e custo de repasse do BNDES indireto sobre a TJLP variando de 1% a 1,20%. Além disso, contamos com custos acima da Libor que podem oscilar entre 1,375% a 1,875% para o mix de linhas do BID e Agencias Multilaterais (MLA). O custo médio estimado para as linhas oriundas de Agências de Crédito de Exportação (ECA) e tendo, também, como base a Libor, podem variar entre 0,05% a 0,40%. Para a parcela em moeda estrangeira (US$), o prazo das linhas podem chegar a 17 anos, ambos na modalidade de *project finance* ("Empréstimo de Longo Prazo", quando referido conjuntamente com o Empréstimo Ponte, o "Financiamento"). O Santander, em sua função de Assessor Financeiro, envidará seus melhores esforços para a busca de recursos junto ao mercado de um volume adicional de US$890.000.000 (oitocentos e noventa milhões de dólares americanos). As condições do Financiamento indicadas acima poderão sofrer variações, pois refletem as condições atuais de mercado para projetos de características similares e, portanto, estão sujeitas às condições de mercado vigentes à época da efetiva contratação do Financiamento. Adicionalmente, o Financiamento está sujeito às condições precedentes descritas na Proposta, relacionadas ao Projeto, tais como a constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, não ocorrência de mudança material adversa (material adverse change), taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis para este tipo de operação, bem como, dentre outras, às condições usuais de mercado, incluindo condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Financiamento (market flex).

Na segunda fase do projeto, estimamos que o investimento necessário seja de aproximadamente US$8,19 bilhões, dos quais pretender financiar 75% com recursos de terceiros e 25% com recursos próprios, obtidos através de adiantamentos previstos nos contratos de fornecimento de energia a grandes consumidores e pela nossa geração de caixa, uma vez que os nossos projetos de geração passam a operar a partir de 2011.

Fornecedores

A UTE Porto do Açu deverá ser abastecida com o carvão proveniente de uma mina localizada em Moçambique, com prazo estimado para entrada em operação comercial até 30 de setembro de 2009.

A planta necessitará de 3.000 m^3/h de água para a torre de resfriamento, dos quais 200 m^3/h serão extraídos do Aqüífero Embore e 2.800 m^3/h serão fornecidos pela MMX Minas–Rio através de uma planta de filtragem de água. A utilização da água efluente do processo de separação do minério de ferro vindo dos minerodutos da MMX poderá reduzir em, aproximadamente, 50% os requisitos de captação de água local para a usina. Para maiores informações a respeito desses contratos, veja o item "Contratos com Partes Relacionadas – UTE Porto do Açu" na página 225 deste Prospecto.

Logística/Transporte

A UTE Porto do Açu será abastecida com carvão mineral importado através do Complexo Portuário do Açu, projeto desenvolvido pela LLX Minas–Rio em parceria com a Anglo American com previsão para entrada em operação no quarto trimestre de 2009. O Complexo Portuário do Açu será construído numa área de 300 hectares e terá capacidade para a exportação de 26,5 milhões de toneladas de minério de ferro e para a importação de carvão mineral. O porto será projetado para receber embarcações *Capesize*.

Uma vez desembarcado, o carvão importado será transportado do Porto do Açu até a planta geradora através de uma esteira mecanizada. O carvão será transportado até uma área localizada ao lado da planta, com capacidade de estocagem de carvão mineral equivalente a 45 dias de fornecimento para a geração dos 5.400 MW previstos para a segunda fase do projeto.

Uma estrada será construída ligando o complexo industrial e a rodovia RJ 216 na área do Município de São Sebastião de Campos.

A UTE Porto do Açu será interligada com uma subestação de energia de 345 kV localizada no Município de Campos, a 35 km da planta.

Contratos Relevantes

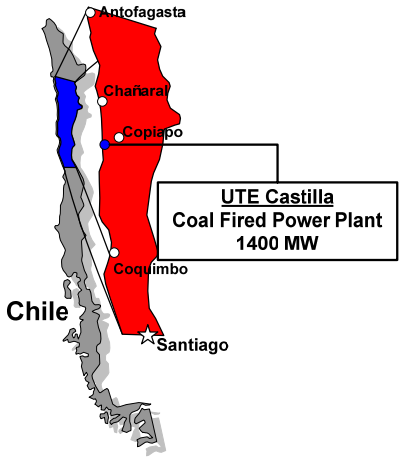
Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% do capital social da companhia (*joint venture company*) que é proprietária de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe, objeto da Licença de Prospecção e Pesquisa 693L, emitida em 07 de junho de 2004, pelo Ministério de Recursos Minerais e Energia da República de Moçambique, a qual a AMCI estima ter recursos minerais próximos a 1 bilhão de toneladas e que tem data estimada de operação comercial em 30 de setembro de 2009, e (ii) o direito de preferência para adquirir parte ou totalidade da produção de carvão mineral para geração térmica da referida mina.

No dia 23 de novembro de 2007, assinamos um contrato de assessoria financeira com o Santander para financiamento deste projeto com as seguintes características: (i) empréstimo ponte no montante de US$200 milhões para desembolso nos dois anos do projeto até a finalização das linhas de longo prazo; e (ii) para a parcela de longo prazo recebemos garantia firme no montante de US$1 bilhão que será composto por linhas de crédito do BNDES com prazo total de 14 anos garantia firme e do BID, Agencias Multilaterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA), para a parcela em moeda estrangeira (US$), podendo chegar a um prazo de 17 anos, ambos na modalidade de *project finance*.

Adicionalmente, o Santander se comprometeu a envidar os seus melhores esforços para a obtenção de US$890 milhões.

O Empréstimo está sujeito a condições usuais de mercado, tais como condições precedentes, constituição de garantias, realização de auditoria legal e financeira, taxas de juros e prazo compatíveis com os aplicáveis em razão das características da operação, bem como com as condições globais do mercado financeiro aplicáveis à época da efetiva contratação do Empréstimo.

UTE Castilla (Chile)



A UTE Castilla será uma usina termelétrica a base de carvão pulverizado, a ser instalada nas proximidades da cidade de Copiapó, na III Região do Chile, no Deserto do Atacama. A usina terá capacidade instalada de 700 MW na primeira fase do projeto, com operação comercial prevista para 2012; e de 700 MW adicionais na segunda fase, com operação comercial prevista para 2013; totalizando 1.400 MW.

O projeto será desenvolvido pela nossa controlada MPX Energia de Chile Limitada, da qual, em 03 de outubro de 2007, adquirimos participação de 70% do capital social, então detido pela Ardpoint, empresa do Grupo EBX que atualmente detém os 30% restantes. A Ardpoint, empresa controlada pela Centennial Asset, assumiu o mandato de buscar parceiros estratégicos que possam colaborar para o desenvolvimento do projeto e tenham capacidade financeira para o levantamento de recursos junto a instituições financeiras, para oferecer garantias e para acompanhar os aumentos de capital da MPX Chile. O ingresso desses potenciais investidores se dará através da venda da participação da Ardpoint na MPX Chile.

A planta será construída em um terreno de, inicialmente, 200 hectares, que foi arrendada à MPX Chile pela Inversiones AMX de Chile S.A. pelo prazo de 5 anos, renováveis pelo prazo a ser definido pela MPX Chile. A MPX Chile tem o direito de preferência para arrendar uma área adicional de até 300 hectares, de forma que a área da planta poderá alcançar 500 hectares de extensão, caso exercido esse direito. O terreno está localizado na área de um complexo industrial com 10.000 hectares, que abrangerá um porto na península de Punta Cachos, localizado a cerca de 80 km da cidade de Copiapo, Estado de Atacama.

O gerenciamento da obra, os serviços de engenharia, a obtenção de materiais, a construção e a colocação em funcionamento do projeto ainda não foram iniciados, mas estão sendo negociados com potenciais fornecedores.

Licenças

Tanto o processo de licenciamento ambiental como o pedido de licença para a tomada e descarga de água do mar estão em fase inicial.

A MPX Chile contratou a Arcadis Geotécnica como consultora para o processo de licenciamento ambiental. Os estudos de factibilidade ambiental foram concluídos em setembro de 2007 e apontaram resultados positivos. Foram iniciadas as medições e monitoramento dos dados primários, de qualidade do ar, meio biótico terrestre e marinho da região de implantação.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

Inicialmente, a energia elétrica gerada deverá ser destinada ao Mercado Livre e, posteriormente, ao Mercado Regulado.

A energia gerada pela UTE Castilla deverá ser destinada a atender a demanda de quatro mineradoras instaladas ao redor da planta, com uma potencial demanda de 1.600 MW. Atualmente, estamos negociando memorandos de entendimentos para a compra da energia elétrica gerada pela planta.

Financiamentos

Para a UTE Castilla, estimamos que o investimento necessário seja de aproximadamente US$2,72 bilhões, dos quais pretendemos financiar 75% por meio de recursos de terceiros e 25% por meio de recursos próprios.

Estimamos que o financiamento necessário seja captado em dólares, parte no mercado local e parte através de Agências Multilaterais (MLA) e Agências de Crédito a Exportação (ECA) com prazos de até 18 anos.

A parcela de 25% de recursos próprios será obtida com recursos da presente Oferta e através de adiantamentos previstos nos contratos de fornecimento de energia a grandes consumidores.

Fornecedores

O carvão mineral a ser utilizado como combustível da planta deverá ser fornecido por minas próprias e/ou através de contratos de fornecimento de longo prazo, proveniente da Austrália ou Indonésia.

A quantidade de água necessária para a torre de resfriamento será extraída do mar pela UTE Castilla através de um aqueduto que deverá se estender por 250 metros no oceano, aproximadamente a 10 metros de profundidade, que, por sua vez, passará por um processo de condensação e dessalinização para ser empregada na planta e, posteriormente, lançada novamente ao oceano.

Logística/Transporte

O abastecimento do carvão importado será realizado através do Porto OMX, localizado na região III ao norte do Chile, península de Punta Cachos, com uma operação multi-propósito de 3 berços com calado de 25 metros de profundidade, o que dará condições privilegiadas de operação para embarcações *Capesize* de capacidade de 170.000 toneladas.

A região de Punta Cachos demonstrou, através de estudos técnicos de barimetria, ventos e disponibilidades de operação, de condições físicas e climáticas privilegiadas, dando condições de operação únicas na costa norte Chilena para navios deste porte, com uma retro-área disponível de 10.000 hectares contíguos ao porto, próprios para a instalação das suas instalações portuárias e industriais e também de um condomínio onde será estudada a instalação de (i) usinas termoelétricas a carvão; (ii) terminais de desembarque de carvão; (iii) terminais de embarque e desembarque de ferro, concentrado de cobre e cátodos; e (iv) terminais de embarque e desembarque de cargas gerais.

O porto, estrategicamente localizado nas proximidades de grandes consumidores de energia elétrica, mineradoras de ferro e cobre, conta com acesso às principais rodovias de conexão com cidades do norte e sul do país.

Atualmente, o Porto OMX está em fase de implementação. Até a data deste Prospecto, estavam sendo providenciados o pedido da concessão portuária para a região de Punta Cachos, o contrato de arrendamento da área, a aprovação preliminar dos órgãos competentes chilenos e o estudo de viabilidade do projeto.

As vantagens do Porto OMX são: (i) será construído em terreno da REX, empresa do Grupo EBX; (ii) possui um *brake water* natural e, portanto, necessitará de menos dragagem para sua construção; e (iii) será utilizado para exportar minério de ferro e concentrado de cobre, além de importar carvão. O processo de licenciamento ambiental do porto não foi iniciado até o presente momento, mas já foram encomendados os respectivos estudos de impacto ambiental.

Uma vez descarregado, o carvão importado será transportado da área do porto até a planta geradora através de uma esteira mecanizada. O carvão será transportado até uma área localizada ao lado da planta, com capacidade de estocagem de carvão necessário para a geração de energia.

Contratos Relevantes

A Inversiones AMX de Chile S.A. e a MPX Chile, celebraram em 19 de outubro de 2007, um contrato de arrendamento de um imóvel denominado "Estancia Castilla", localizado nas proximidades dos municípios de Copiapó, Caldera y Vallenar, na Província de Copiapó e Província de Huasco, respectivamente, no Chile, para fins de construção da UTE Castilla. O prazo de vigência do contrato é de 5 anos, sendo que, ao final do terceiro ano, a MPX Chile deverá comunicar à Inversiones AMX de Chile S.A. seu interesse em renovar o contrato, devendo indicar, ainda, por quanto tempo o deseja fazer. A MPX Chile pagará a Inversiones AMX de Chile S.A. a importância de US$20 mil por hectare, durante o prazo de arrendamento.

Celebramos com a Ardpoint Holdings Inc., antiga controladora e detentora de 99% do capital social da MPX Chile, em 03 de outubro de 2007, contrato de compra e venda de participação societária pelo qual a adquirimos 70% dos direitos societários da MPX Chile, com prazo de exercício de até seis meses.

Celebramos com o Banco Itaú BBA S.A., em 10 de outubro de 2007, contrato de câmbio de venda cujo escopo é a transferência de recursos financeiros para o exterior, em razão da aquisição de 70% de participação societária da MPX Chile, tendo por recebedora dos recursos a Ardpoint Holdings Inc.

UTE Serra do Navio (AP)

A UTE Serra do Navio será uma planta de geração de energia elétrica a diesel, localizada no Município de Serra do Navio, no Estado do Amapá, com capacidade instalada de 23,3 MW (com doze geradores de 1.940 kW cada). Acreditamos que a planta comece a operar a partir de dezembro de 2007, sujeito à obtenção da licença de operação.

O projeto será desenvolvido pela Amapari Energia S.A., constituída em 12 de abril de 2007 como uma *joint venture* entre nós (51%) e a ELETRONORTE (49%).

A planta será construída num terreno de aproximadamente 9.000 m^2, a aproximadamente 200 km de Macapá, capital do Estado do Amapá, outorgado à Amapari Energia S.A. a título de usufruto, pelo prazo de 30 anos, por Rogério Ferreira de Matos, com anuência do pelo Instituto do Meio Ambiente e de Ordenamento Territorial do Estado do Amapá. A planta consistirá de um prédio administrativo, uma sala de controle, estação de tratamento de água, sistemas de estocagem e distribuição e um sistema de proteção contra incêndios.

A construção da planta, em regime de empreitada integral (EPC) foi contratada com a Engevix Engenharia S.A. A MAN foi contratada para o fornecimento dos equipamentos da planta.

Licença

A Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Amapá – SEMA – emitiu, em 04 de julho de 2007, a Licença de Instalação (LI) Nº 0034/2007, confirmando que todos os requisitos para o licenciamento ambiental foram preenchidos e autorizando a Companhia a construir a planta termelétrica proposta na Serra do Navio.

O Governo do Estado do Amapá concedeu à Amapari Energia S.A., em 04 de julho de 2007, autorização para desmatamento nº 0012/2007, de uma área de 9 hectares destinada às obras de construção da UTE Serra do Navio. A autorização para desmatamento tem validade de 365 dias a contar da data de sua assinatura.

Autorizações adicionais serão necessárias para que a UTE Serra do Navio possa entrar em operação, incluindo uma permissão para retirada de água do lençol freático, a ser emitida pela Agência Nacional de Águas – ANA, e uma certificação a ser emitida pelo Município de Serra do Navio.

Até a data deste Prospecto, não havia sido apresentado à ANEEL o requerimento de autorização para a implantação da UTE Serra do Navio.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

A energia elétrica gerada por este projeto será destinada para a distribuidora local, a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA).

A usina de 23,3 MW está sendo construída no sistema isolado que supre o Estado do Amapá.

Para obter os benefícios da CCC, o projeto foi estruturado através de dois contratos de compra e venda de energia. A Amapari Energia, SPE formada por nós e a ELETRONORTE para desenvolver o projeto, vende para a CEA (distribuidora local).

Os contratos estão estruturados como contratos de capacidade, em que os compradores pagam para os vendedores uma parcela fixa de capacidade e uma parcela variável de energia.

A Amapari Energia S.A., uma *joint venture* entre nós e a ELETRONORTE, firmou Contrato de Fornecimento de Energia com a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA). O contrato terá vigência de 1º de outubro de 2007 até 31 de dezembro de 2012, e envolve a entrega de 21,0 MW de carga base de energia para a CEA.

A CEA pagará o valor contratual de R$71,85/kW por mês, acrescido de tarifas pela energia entregue. A CEA pagará também uma tarifa de operação e manutenção de R$23,65/MWh, e uma tarifa de combustível de R$62,45/MWh. As tarifas de energia serão reajustadas anualmente de acordo com o IPCA.

A Amapari Energia S.A. será penalizada caso a disponibilidade seja inferior a 90%, conforme metodologia de cálculo detalhada no contrato. O valor total do contrato ao longo de seu período de vigência está estimado em R$168.640.920.

Financiamentos

A UTE Serra do Navio está em fase final de construção. O projeto está sendo financiado, em sua totalidade, com recursos próprios nossos e da Eletronorte, cujo valor total é de US$29,6 milhões, dos quais já foram investidos US$14,5 milhões.

Parte do financiamento de curto prazo que firmamos com o Itaú BBA, em 19 de setembro de 2007, foi alocado para a UTE Serra do Navio. Este projeto será implementado em 100% de capital próprio, com aporte de 49% da Eletronorte e 51% de nossa parte.

Fornecedores

O diesel a ser utilizado pela planta para a geração de energia será fornecido pela Petrobras Distribuidora S.A., localizada no Porto de Santana, através de caminhões para transporte de combustíveis que utilizarão a BR-210.

A água necessária para a planta será extraída de poços artesianos localizados nos arredores da planta de geração.

Logística/Transporte

O terreno onde está situada a UTE Serra do Navio é adjacente à BR-210 e a uma estrada de ferro que liga a cidade à capital do Estado.

A UTE Serra do Navio será ligada à rede de distribuição através de dois transformadores de 13,8 kW para 69 kV ligados à subestação localizada na própria planta. A conexão com o sistema isolado da CEA será realizada com 69 kV.

Contratos Relevantes

Em 12 abril de 2007, constituímos em conjunto com a Eletronorte a Amapari Energia S.A., sociedade cujo objeto social era a implantação e a exploração da UTE Serra do Navio e da PCH Capivara.

Em 28 de maio de 2007, a Amapari Energia S.A. firmou com o Sr. Rogério Ferreira de Matos, com a interveniência-anuência do Instituto do Meio Ambiente e de Ordenamento Territorial do Estado do Amapá, um contrato de usufruto de imóvel, por meio do qual outorga à Amapari Energia S.A., um imóvel de 9 hectares, onde será construída a UTE Serra do Navio, pelo prazo de 30 anos.

A Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e a Amapari Energia S.A. (Amapari), celebraram em 20 de junho de 2007, contrato de suprimento de energia pela Amapari à CEA com potência requerida de 21,0 MW, em corrente trifásica, freqüência de 60 Hz, tensão 69 Kv, operando em regime de base de carga, para suprimento ao mercado da CEA, a partir de 01 de outrubro de 2007, por meio da utilização de combustível óleo diesel. O contrato tem duração de 5 anos, e seu término se dará em 31 de dezembro de 2012.

Em 03 de outubro de 2007, assinamos com a Etecon Ltda. um termo de compromisso para a prestação de serviços técnicos de construção de obras civis para a implantação da UTE Serra do Navio, no valor de R$4.252.014,42.

Em 19 de abril de 2007, assinamos com a MAN Diesel A/S um contrato de fornecimento de equipamentos (6 motores a diesel tipo 18V28/232S, além de alternadores e equipamentos auxiliares) necessários para a geração de energia pela UTE Serra do Navio. Em 17 de agosto de 2007, este contrato foi cedido para a Amapari Energia S.A., através do *Assignement and Assumption Agreement*.

A Amapari Energia S.A. e a Petrobras Distribuidora S.A. firmaram um contrato de promessa de compra e venda de combustível (CPCVM) em 21 de setembro de 2007. Por este contrato, a Petrobras promete vender, e a Amapari Energia promete comprar a quantidade mínima de 3.600 m^3 de óleo diesel por mês, durante o período de 60 meses que se inicia em 1 de janeiro de 2008 e termina em 31 de dezembro de 2012. Este contrato também inclui o período de testes que se inicia em 1 de novembro de 2007 e uma cláusula de renovação automática caso nenhuma das partes se manifeste em contrário. Paralelamente ao CPCVM, há outro contrato referente ao aluguel dos equipamentos necessários para o cumprimento do CPCVM, bem com um contrato definindo procedimentos para pagamento e garantias.

Em 15 de maio de 2007, a Amapari Energia S.A. firmou com a Petrobras Distribuidora S.A. um termo de compromisso para futuro fornecimento de combustíveis, cujo objeto é estabelecer compromisso para o fornecimento dos combustíveis necessários à operação da UTE Serra do Navio, caso a usina receba autorização da ANEEL para a produção independente de energia com direito ao benefício da CCC e firmar o respectivo Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica com a Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA.

PCH Capivara

A PCH Capivara será uma pequena central hidrelétrica a ser instalada na Serra do Navio, no Estado do Amapá, com capacidade instalada de 30 MW (através de dois módulos de 15 MW). O projeto será desenvolvido pela Amapari Energia S.A., constituída em 12 de abril de 2007 como uma *joint venture* entre nós, com participação de 51% no capital social, e a Eletronorte, que terá participação de 49%.

Licenças

O processo de licenciamento ambiental está em fase inicial e, até a data deste Prospecto, não havia sido requerida a emissão de qualquer licença ambiental aplicável.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

A energia elétrica gerada por este projeto será destinada para a distribuidora local, a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA).

Financiamentos

Pretendemos financiar este empreendimento numa proporção de 75% de recursos de terceiros e 25% de recursos próprios.

Esperamos financiar o projeto com utilização de *funding* do BNDES para a parcela em Reais, e BID, Agências Multi-laterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA) para a parcela de captação externa em dólar, na modalidade de *project finance*.

A parcela de 25% de investimento necessário será financiada com recursos obtidos nesta Oferta.

Esperamos obter recursos da venda de crédito de carbono (CER – Certified Emission Reduction) para este projeto, sujeito ao atendimento das condições do Protocolo de Kyoto e demais condições de enquadramento.

Fornecedores

Até a data deste Prospecto, não havíamos iniciado negociações com construtoras para a construção da PCH Capivara.

Logística/Transporte

A planta estará diretamente interligada ao sistema isolado da CEA.

Contratos Relevantes

Em 12 abril de 2007, constituímos em conjunto com a Eletronorte a Amapari Energia S.A., sociedade cujo objeto social era a implantação e a exploração da UTE Serra do Navio e da PCH Capivara.

UHE Baixo Iguaçu (PR)

A UHE Baixo Iguaçu será uma usina hidrelétrica a ser instalada no Rio Iguaçu, Estado do Paraná, com capacidade instalada de 350 MW, com operação comercial prevista para 2013.

Em 28 de agosto de 2007, assinamos um memorando de entendimentos com a Engevix Engenharia S.A. e com a Desenvix S.A., através do qual estabelecemos as condições para a exploração do projeto UHE Baixo Iguaçu.

O projeto será desenvolvido pela por sociedade a ser constituída por nós, com participação de 70%, e pela Desenvix S.A., empresa do Grupo Engevix, com participação de 30% no capital social.

Até a data deste Prospecto, não havia sido definido um local de instalação da planta e tampouco iniciado as respectivas obras de construção ou a contratação de um fornecedor de equipamentos. Segundo os termos do memorando de entendimentos, a Engevix Engenharia seria responsável pela avaliação dos custos relativos à construção e ao licenciamento ambiental do projeto, bem como teria preferência para fornecer bens e serviços

Licenças

Até a data deste Prospecto, (i) havíamos solicitado a elaboração do Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental e (ii) não havíamos apresentado à ANEEL o requerimento de autorização para a implantação da UHE Baixo Iguaçu.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

A energia gerada por este projeto será destinada inteiramente a atender consumidores do Mercado Regulado.

Financiamentos

A UHE Baixo Iguaçu planeja um investimento de US$525 milhões. Planejamos financiar 80% deste investimento por meio de recursos de terceiros.

Esperamos financiar o projeto com utilização de *funding* do BNDES para a parcela em Reais, e BID, Agências Multilaterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA) para a parcela de captação externa em dólar, na modalidade de *project finance*.

A parcela de 20% de investimento necessário será financiada com recursos obtidos nesta Oferta.

Fornecedores

Até a data deste Prospecto, não havíamos iniciado negociações com potenciais fornecedores.

Logística/Transporte

A planta estará interligada à subestação Cascavel Oeste, localizada a aproximadamente 70 km do local de instalação da planta, através de uma linha de distribuição de 230 kW.

Contratos Relevantes

Em 28 de agosto de 2007, assinamos um memorando de entendimentos com Engevix Engenharia S.A. e a Desenvix S.A., no qual estabelecemos as condições gerais para a exploração conjunta da UHE Baixo Iguaçu, uma usina hidrelétrica, a ser instalada no Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, com capacidade instalada estimada de 350 MW e com operação comercial prevista para 2013.

UTE Termopantanal Brasil (MS)

A UTE Termopantanal Brasil será uma usina termelétrica a gás natural suprido diretamente da Bolívia, a ser instalada no Município de Corumbá, Estado do Mato Grosso do Sul, com capacidade instalada de 44 MW através de uma turbina de combustão operando em ciclo simples, com operação comercial a partir de 2010.

O projeto será desenvolvido por meio de nossa controlada indireta Termopantanal Ltda., constituída em 10 de setembro de 2003, como uma parceria nossa com a CRE, empresa de energia boliviana, que terá participação de 33,3% no capital social da Termopantanal Ltda.

A planta estará localizada a 8 km da fronteira com a Bolívia. O Rio Paraguai está localizado a 700 m ao norte da planta. O terreno onde será construída a planta foi arrendado à Termopantanal Ltda. pela Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul, em 11 de março de 2004, por um período de 20 anos. As áreas arrendadas constituem-se de três imóveis de seis, sete e treze hectares, respectivamente, nos quais a Termopantanal deverá construir a planta de geração.

Até a data deste Prospecto, a construção da planta não havia sido iniciada.

Licenças

A Licença Prévia (LP) nº 216/2005 foi concedida pelo IBAMA em 12 de setembro de 2005. Contudo, o Ministério Público Estadual contestou a validade da LP alegando insuficiência do estudo de impacto ambiental (EIA) apresentado pela Termopantanal Ltda.

Uma vez resolvida a questão relativa a Licença Prévia, o Plano Básico de Ação Ambiental será concluído e submetido ao IBAMA para a concessão da Licença de Instalação (LI), em conjunto com o Certificado nº 0016/2005 emitido pelo Município de Corumbá em 31 de agosto de 2005.

Será necessário obter uma licença para desmatamento perante o IBAMA.

Considerando que a água necessária para a operação da planta será fornecida por uma empresa local, não será necessária a obtenção de uma licença perante a Agência Nacional das Águas (ANA).

Até a data deste Prospecto, não havíamos apresentado à ANEEL o requerimento de autorização para a implantação da Termopantanal Brasil.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

A energia elétrica gerada por este projeto deverá ser inteiramente destinada para o Mercado Livre.

Até o presente momento, não foi assinado nenhum memorando de entendimentos ou contrato que tenha por objeto a venda da energia a ser gerada por esta planta.

Financiamentos

Estimamos que o investimento necessário para o nosso projeto da UTE Termopantanal seja de US$43 milhões, dos quais pretendemos financiar 75% por meio de recursos de terceiros.

Esperamos financiar o projeto com utilização de *funding* do BNDES para a parcela em Reais, e BID, Agências Multi-laterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA) para a parcela de captação externa em dólar, na modalidade de *project finance*.

A parcela de 25% de recursos próprios será financiada com recursos obtidos nesta Oferta.

Fornecedores

O gás natural será fornecido por Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos e MSGás pelo prazo de 15 anos, conforme uma proposta firme enviada para a Termopantanal Ltda.

Logística/Transporte

O gás natural necessário para a operação da planta será fornecido através de um gasoduto de cerca de 33 km, a partir do Município de Corumbá, que será interligado ao Gasoduto Brasil–Bolívia na cidade boliviana de Puerto Suarez. A construção do gasoduto foi resultado de uma parceria entre a Termopantanal Ltda. com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul, através de um consórcio constituído entre as duas empresas.

A planta da Termopantanal Brasil será instalada a menos de 1,5 quilômetros de uma subestação de ENERSUL (que fornecerá a interconexão com o sistema de transmissão principal), em uma área não urbanizada e sem residências a serem realocadas.

Contratos Relevantes

Em 16 de maio de 2007, a Companhia recebeu uma carta da YPFB confirmando os entendimentos havidos em uma reunião realizada 11 dias antes de que a YPFB pretende fornecer um milhão de metros cúbicos de gás natural para o projeto da Termopantanal Brasil. A carta indica que será negociado um contrato de compra e venda de gás natural com prazo de 15 anos.

Em 11 de março de 2004, a Termopantanal Ltda. Assinou com a Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul um contrato de arrendamento da área de instalação da planta pelo período de 20 anos. As áreas arrendadas constituem-se de três imóveis de seis, sete e treze hectares, respectivamente, nos quais a Termopantanal deverá construir a planta de geração. O valor do arrendamento foi quitado integralmente no momento de celebração do contrato, quando foi pago à MS GÁS um total de R$24.000,00 (vinte e quatro mil reais).

Em 11 de março de 2004, a Termopantanal Ltda. e a Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul – MSGÁS celebraram um contrato de constituição de consórcio que tem por objeto a construção e a montagem de um ramal de distribuição de gás natural na cidade de Corumbá, Estado de Mato Grosso do Sul, para fins de viabilização da implementação de uma usina termelétrica pela Termopantanal. O consórcio MSGÁS – Termopantanal vigorará pelo prazo de 20 anos.

UTE Seival II (RS)

A UTE Seival II será uma usina termelétrica a base de carvão, a ser instalada em Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, com capacidade instalada de 600 MW, com operação comercial prevista para 2014.

O projeto será desenvolvido pela MPX Seival II Energia Ltda., constituída em 24 de setembro de 2007, da qual detemos 99% do capital social.

A planta estará localizada a 400 km a sudeste de Porto Alegre e a 40 km da fronteira do Brasil com a República do Uruguai. Atualmente, estamos em fase de prospecção de um terreno para a instalação da UTE Seival II.

Até a data deste Prospecto, as obras de construção da UTE Seival II ainda não haviam iniciado.

Licenças

Até a data deste Prospecto, o processo de licenciamento ambiental e de água não havia sido iniciado e não havíamos apresentado à ANEEL o requerimento de autorização para a implantação da UTE Seival II.

Mercado de Atuação, Clientes e Vendas

Inicialmente, a energia elétrica gerada por este projeto deverá ser destinada para o Mercado Livre. Dependendo da evolução dos preços no Mercado Regulado e no Mercado Livre, parte da energia gerada também poderá ser direcionada para o Mercado Regulado.

Até a data deste Prospecto, não foram assinados memorandos de entendimentos ou contratos para a compra e venda da energia gerada pela UTE Seival II.

Financiamentos

Estimamos que o investimento necessário para o projeto UTE Seival II seja de aproximadamente US$1,39 bilhão. Planejamos financiar 75% deste investimento, com recursos de terceiros.

Esperamos financiar o projeto com utilização de *funding* do BNDES para a parcela em Reais, e BID, Agências Multilaterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA) para a parcela de captação externa em dólar, na modalidade de *project finance*.

A parcela de 25% de investimento necessário será financiada com recursos obtidos nesta Oferta e através de adiantamentos previstos nos contratos de fornecimento de energia a grandes consumidores.

Fornecedores

O carvão mineral necessário para a geração de energia será totalmente fornecido pela Mina de Seival. Utilizando-se do conceito de "*complete supply chain*", a MPX adquiriu os direitos sobre 70% da Mina de Carvão de Seival. Desta forma, existirá uma sinergia significativa entre mina e usina permitindo que os requisitos de produção de carvão da mina e os níveis de geração sejam gerenciados buscando maximizar o resultado do conjunto.

A água necessária para as torres de resfriamento da planta serão extraídas da Reserva Candiota localizada a 6 km do local da planta, transportada através de um aqueduto e submetida a tratamento para utilização.

Logística/Transporte

O transporte do carvão extraído da Mina de Seival até o local da planta será realizado através de caminhões, que deverão descarregar o carvão mineral em máquinas trituradoras que serão instaladas e operadas pelo fornecedor de carvão. Após esse processo, o carvão deverá ser transportado para a área de estocagem da planta.

A UTE Seival II será ligada a uma rede de distribuição de energia localizada a 8 km da planta.

Contratos Relevantes

Até a data deste Prospecto, nãp havia contratos relevantes da UTE Seival II (RS).

UTE Sobral

Trata-se de um projeto de usina termelétrica a óleo combustível a ser desenvolvido por nos no Estado do Ceara, com capacidade de instalação estimada de 204 MW.

Caso seja decidido pelo desenvolvimento do Projeto, poderemos transformá-lo de matriz óleo diesel para carvão mineral.

PROJETOS DE MINERAÇÃO DA MPX

A integração vertical através do uso de minas próprias de carvão é um dos pontos estratégicos do nosso portfólio e está fundamentada nos seguintes fatores:

- A maior parcela da geração do Sistema Brasileiro é de geração hidrelétrica, onde os geradores não têm nenhum tipo de controle sobre o fornecimento de combustível (água); a segunda maior parcela de geração é de térmicas a gás natural, onde os produtores independentes privados também não têm nenhum tipo de controle sobre o fornecimento de combustível, uma vez que dependem, atualmente, de um único fornecedor (Petrobras). Para os projetos de termelétricas a carvão, as plantas da MPX terão o fornecimento de combustível totalmente controlado, pois utilizarão estratégias de verticalização, não ficando sujeitas a penalidades por falta de suprimento de combustíveis sobre os quais não dispõe de nenhum tipo controle.
- No Mercado Regulado, a estratégia de fornecimento de combustível será feita ou através de minas próprias, ou através de contratos de longo/médio prazos, ou até mesmo por contratos de curto prazo. Isto porque o CCEAR estipula que não há risco de variação de câmbio para a aquisição de carvão, e que os dispêndios com combustível serão repassados ao consumidor final, sem risco, portanto, para o gerador. Deve-se ainda destacar que tais contratos serão estabelecidos com fornecedores de grande porte e experiência no mercado internacional (Glencore, BHP Billington e AMCI, entre outros) ou com a EDP (Energias de Portugal), experiente agente neste mercado de carvão e parceira da MPX no projeto da UTE MPX (Pecém).
- No Mercado Livre, como a venda será de energia e não de disponibilidade, a estratégia da empresa é dispor de minas próprias, dedicadas a cada projeto. A empresa, para tais minas, estará utilizando parcerias estratégicas com *players* consagrados e altamente experientes do mercado internacional do carvão. Nesse sentido, já temos opção de aquisição de mina em Moçambique, através da AMCI. Adicionalmente, a empresa já está em fase de negociações com outros potenciais parceiros, operadores de minas de carvão, no sentido de viabilizar diversas alternativas de suprimento próprio de carvão. Um exemplo típico de tais negociações é a Drummond, com mina própria de grande porte na Colômbia.
- Deve-se destacar também que o Grupo EBX tem larga experiência na área de mineração. Além disso, a MPX já é proprietária de 70% da Mina de Seival, em parceria com a COPELMI, que possui mais de 100 anos de experiência em mineração de carvão no Brasil.

Portanto, a estratégia da MPX é calcada em contratos de longo/médio/curto prazos, ou com utilizações de minas próprias, sempre em parceria com agentes de primeira linha do mercado nacional e internacional.

Mina de Seival

Com o intuito de complementar nossas atividades de geração de energia elétrica, pretendemos operar, diretamente ou através de empresas terceirizadas especializadas, uma mina de carvão localizada no Estado do Rio Grande do Sul, denominada Mina de Seival.

A Mina de Seival tem capacidade estimada de extração de 10 a 14 milhões de toneladas de carvão mineral por ano e sua produção será destinada primariamente para a alimentação da UTE Seival II.

O projeto será desenvolvido pela nossa controlada Seival Sul Mineração Ltda., da qual adquirimos o controle acionário em 16 de junho de 2001 e, atualmente, somos sócios em conjunto com a CCP Participações Ltda., que detém 30% do capital social. Atualmente, a mina se encontra pronta para entrar em operação.

O arrendamento da área que corresponde à Mina de Seival foi renovado com a Companhia Nacional de Mineração Candiota, em 08 de janeiro de 2007, pelo prazo de 25 anos, por meio de aditamento ao contrato original.

Licenças

A Mina de Seival possui Licença de Operação nº. 1672/2005-DL emitida pela FEPAM em 31 de março de 2005.

Os direitos minerários foram concedidos pelo DNPM por meio das Portarias de Lavra nº. 119, 121 e 122, de 27 de janeiro de 1984, e 407, de 14 de março de 2005.

Mercado de atuação, Clientes e Vendas

O carvão mineral a ser extraído na Mina de Seival será destinado a suprir a demanda da UTE Seival II e da UTE Seival I, usina termelétrica que não pertence ao Grupo EBX.

Financiamentos

Estimamos que o investimento necessário para a realização deste empreendimento, durante a primeira fase e a segunda fase, seja de US$102 milhões, dos quais pretendemos financiar 75% por meio de recursos de terceiros e 25% por meio de recursos próprios.

Esperamos financiar o projeto com utilização de *funding* do BNDES para a parcela em Reais, e Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), Agências Multi-laterais (MLA) e Agências de Crédito de Exportação (ECA) para a parcela de captação externa em dólar, na modalidade de *project finance*.

A parcela de 25% de investimento necessário será financiada com recursos obtidos nesta Oferta.

Fornecedores

O gerenciamento de lavra de reservas de carvão mineral da Mina de Seival é realizado pela COPELMI, que visa ao suprimento de carvão mineral para usinas termelétricas localizadas nas proximidades da mina, entre elas, a UTE Seival II.

Logística/Transporte

O transporte do carvão extraído será realizado por meio de caminhões, por empresa terceirizada.

Contratos relevantes

A Seival Sul Mineração Ltda. e a COPELMI celebraram em 05 de novembro de 2002, e aditado em 20 de junho de 2005, contrato de prestação de serviços de gerenciamento de lavra de reservas de carvão mineral cujo escopo é a prestação de serviços de gerenciamento na implementação e execução de serviços de operação de lavra e beneficiamento da Mina do Seival, objetivando, entre outros, o suprimento de carvão mineral para usinas termelétricas, tais como, mas não se limitando à UTE Seival. O contrato terá duração de 25 anos, equivalente ao período de arrendamento da Mina do Seival pela SSM junto à Companhia Nacional de Mineração Candiota.

Em 08 de janeiro de 2007, a Seiva Sul Mineração Ltda. firmou com a Companhia Nacional de Mineração Candiota aditamento ao contrato de arrendamento da Mina de Seiva Sul, prorrogando o prazo por mais 25 anos e re-pactuando o valor do arrendamento para R$35 mil mensais. Conforme a 11ª Alteração do Contrato Social da Seival Sul Mineração Ltda., arquivada na Junta Comercial em 11 de junho de 2007, adquirimos 25.708 quotas da Seival Sul Mineração Ltda., passando a deter 70% do seu capital social.

Mina de Moçambique

Em 19 de outubro de 2007, celebramos um contrato com a AMCI, por meio do qual esta nos outorgou o direito de primeira oferta para adquirir até 50% da participação que a AMCI detém correspondente a 33% de uma mina de carvão situada em Moçambique, conhecida como Projeto Reveuboe, objeto da Licença de Prospecção e Pesquisa, emitida em 07 de junho de 2004, pelo Ministério de Recursos Minerais e Energia da República de Moçambique.

Ainda, segundo o contrato com a AMCI, nos foi outorgado um direito de preferência para adquirir parte ou totalidade da produção de carvão mineral para geração térmica extraído desta mina. A AMCI estima que a mina terá capacidade de produção de 3 milhões de toneladas de carvão por ano, durante a primeira fase do projeto, e que sua expansão dependerá da duplicação da infra-estrutura logística da região, que atualmente está em fase de construção por grupos estrangeiros. O contrato com a AMCI contempla a possibilidade de a MPX adquirir sua participação no Projeto Reveuboe mediante a permuta de ações a serem emitidas pela MPX, cuja relação de troca ainda não foi definida e tampouco o critério de avaliação das ações, dentre outras formas de pagamento, o que não implicaria em uma utilização dos recursos decorrentes da Oferta.

O Projeto Reveuboe está localizado adjacente à Mina de Moatize, controlada pela CVRD e da qual a AMCI também detém participação minoritária, e está em fase de realização de estudo de viabilidade. A AMCI já realizou estudo de escopo/pré-viabilidade do Projeto Reveuboe, e a conclusão da viabilidade da mina depende da realização de maiores estudos de pesquisa geológica, da definição dos investimentos em capital e custos operacionais e da conclusão dos contratos de logística da mina. O nosso direito de primeira oferta se estende a até 90 dias após a conclusão do estudo de viabilidade definitivo do Projeto Reveuboe, a ser elaborado sob a supervisão da AMCI.

Licenças

Em 07 de junho de 2004, o Ministério de Recursos Minerais e Energia da República de Moçambique expediu a Licença de Prospecção e Pesquisa 693L, válida até 06 de julho de 2009.

Mercado de atuação, Clientes e Vendas

O carvão mineral a ser extraído da Mina de Moçambique será exclusivamente destinado a atender a demanda da UTE Porto do Açu e da UTE Castilla.

Financiamentos

Até a data deste Prospecto, ainda não haviam sido iniciadas as negociações sobre financiamento do projeto.

Fornecedores

Não existem fornecedores relevantes.

Logística/Transporte

Não há acordo de logística negociado até a data deste Prospecto.

PROJETOS DE COMERCIALIZAÇÃO DA MPX

Em 17 de setembro de 2007 foi constituída a MPX Comercializadora de Energia Ltda, cujo objeto é comercialização, importação e exportação de energia elétrica.

Nossa comercializadora terá como principais objetivos: (i) nos assessorar na compra e venda de energia no ACL e nos leilões do ACR; (ii) adquirir energia elétrica para *back up* de clientes ou para o atendimento de necessidades *spot* dos clientes; e (iii) prestar serviço de gerenciamento de energia.

Em função de seu relacionamento contínuo com todos os agentes do mercado de energia elétrica (geradores, comercializadores e consumidores livres), a comercializadora estará capacitada para buscar o melhor momento e as melhores condições para a venda na energia, maximizando o valor do Portfólio da MPX.

Atualmente, estamos em fase de obtenção de autorização da ANEEL para operação. Da mesma forma, está sendo providenciado o registro perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Gerenciamento de Eventuais Atrasos na Entrada em Operação

Caso haja atraso na entrada em operação de algum projeto do nosso Portfólio, será necessário adquirir energia no mercado para lastrear os contratos de venda assinados, evitando as penalidades previstas nos Contratos CCEAR e nas Regras de Comercialização da CCEE. Neste caso, a comercializadora terá papel fundamental na aquisição desta energia.

MARKETING

Até a data deste Prospecto, não há investimentos em marketing, mas pretendemos investir fortemente no atendimento ao cliente.

CONCORRÊNCIA

A concorrência no ACR, para nossas geradoras, se dá por meio de leilões de compra de energia existente para suprimento às distribuidoras do Sistema Interligado. Ademais, no ACR, o investidor em geração enfrenta competição quando de sua participação nos leilões por novas concessões. A proposta vencedora obtém o contrato de concessão e um contrato de venda da energia com prazo entre 15 e 30 anos.

Já no ACL, a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação, sendo preços e condições acordados entre as partes. Nesse ambiente, a competição é exercida entre os concessionários e autorizados de geração, comercializadoras e importadores de energia elétrica.

No segmento de comercialização, as comercializadoras competem na aquisição de energia das várias fontes, não sendo vedada a compra de energia de geradoras pertencentes ao mesmo grupo econômico. Elas competem também na comercialização ou intermediação de venda de energia para os consumidores livres. Os nossos principais concorrentes na comercialização são CPFL, Enertrade e Tractebel.

Na comercialização de energia, a gestão do risco de mercado é um dos fatores chave da competição neste segmento. A nossa eficiência do controle do risco e a possibilidade de aproveitar as oportunidades de diferenciais de preço no mercado livre são essenciais na competitividade.

SAZONALIDADE

Não há sazonalidade nas atividades da Companhia.

ASPECTOS AMBIENTAIS

LEGISLAÇÃO AMBIENTAL

No Brasil as atividades relacionadas à geração de energia elétrica e mineração estão sujeitas a abrangente legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas por eventual inobservância da legislação.

LICENCIAMENTO AMBIENTAL

A legislação ambiental brasileira, determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente – como é o caso das atividades de geração de energia elétrica por meio da implantação de usinas hidrelétricas, termelétricas ou PCHs e as atividades relacionadas à mineração, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental. Este procedimento é necessário tanto para a instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito ao Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), assim como à implementação de medidas de compensação ambiental (recursos destinados à implantação e manutenção de unidades de conservação, no montante de, pelo menos, 0,5% do custo total previsto para a implantação do empreendimento).

A competência para licenciar, no que se refere aos empreendimentos de impacto ambiental nacional ou regional é do IBAMA. Nos demais casos, a competência é dos órgãos ambientais estaduais ou municipais. Com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência do IBAMA, os órgãos estaduais de meio ambiente como o IAP, no Estado do Paraná, a Fundação Estadual de Proteção ao Meio Ambiente ("FEPAM"), no Estado do Rio Grande do Sul, o Instituto de Meio Ambiente Pantanal ("IMAP"), no Estado do Mato Grosso do Sul, são competentes para a análise das atividades e emissão de licenças ambientais, bem como para a imposição de condições, restrições e medidas de controle, fiscalização e compensação pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, a emissão de três licenças, todas com prazos determinados de validade: licença prévia, licença de instalação e licença de operação. Cada uma dessas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra a implantação do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes que forem estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador.

Antes da licitação para obtenção da outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos, a ANEEL deve providenciar, por meio da EPE, a realização dos estudos ambientais exigidos e a obtenção da respectiva licença prévia para o empreendimento. A ausência de licença ambiental, independentemente de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, consiste em crime ambiental além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas tais como multas que, no âmbito federal, podem chegar a R$10 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência), e interdição de atividades.

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação dessas licenças, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos empreendimentos da Companhia.

Para informações sobre as licenças ambientais relativas à instalação e funcionamento do Parque Gerador da Companhia, vide subitem "Gerenciamento Ambiental" da seção "Atividades da Companhia".

RECURSOS HÍDRICOS

A Política Nacional de Recursos Hídricos determina que o uso de corpos d'água para fins de captação ou lançamento de efluentes (i) deverá ser previamente autorizado pelo Poder Público por meio de outorga de direito de uso, além de (ii) ensejar a cobrança de valores para essa finalidade.

Nas hidroelétricas situadas em rios de domínio estadual, a competência para a emissão da outorga cabe ao respectivo órgão estadual de recursos hídricos. Caso seja um rio de domínio da União, essa tarefa incumbe à ANA.

O aproveitamento de potencial hidroelétrico por meio da usina hidroelétrica da Companhia configura atividade sujeita à outorga e conseqüente cobrança pelo uso da água. A cobrança pelo uso da água nas usinas hidroelétricas é estabelecida em Lei e, atualmente, junto com a compensação financeira. Nos casos das usinas termelétricas, até a data deste Prospecto, a cobrança pelo uso da água não havia sido regulamentada.

RESPONSABILIDADE AMBIENTAL

As violações à legislação ambiental podem caracterizar crime ambiental, atingindo tanto os administradores, que podem até ser presos, como a própria pessoa jurídica da Companhia. Podem, ainda, acarretar penalidades administrativas, como multas de até R$50 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência) e suspensão temporária ou definitiva de atividades. Ressalte-se que tais sanções serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente e a terceiros afetados.

Termos de compromisso ou de ajustamento de conduta podem ser celebrados com as autoridades ambientais competentes ou com o Ministério Público caso sejam detectadas desconformidades ambientais em nossas instalações.

Na esfera civil e administrativa, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como conseqüência, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações da Companhia, como a disposição final de resíduos, não exime a responsabilidade da contratante por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

Consideramos que a transparência e responsabilidade são a chave para a condução de nossos negócios e a relação harmoniosa com as comunidades onde nossos negócios estão localizados. Entendemos que uma companhia só pode ser bem-sucedida quando encontrar uma solução ideal para todas as partes envolvidas. Deste modo, enfatizamos a transparência em nossas relações com entidades governamentais e com as comunidades onde operamos ou planejamos operar. Devido à natureza dos nossos negócios, costumamos interagir com todos os escalões do governo e do público em geral. Procuramos cumprir de forma rigorosa a legislação a nós aplicável, além de promover a "cidadania empresarial" positiva. Essa cidadania empresarial inclui o respeito pelo meio-ambiente e pelas pessoas nas áreas abrangidas pelos nossos atuais e futuros projetos MPX. Esperamos que os nossos projetos de geração de energia elétrica e mineração criem empregos e desenvolvam a atividade econômica em regiões muitas vezes marcadas pela pobreza.

Propriedades, Plantas e Equipamentos

Além de nossa sede, as propriedades, plantas e equipamentos encontram-se descritas nesta seção.

UTE MPX (PECÉM)

A Companhia é signatária de um Contrato de Promessa de Compra e Venda de parte do imóvel denominado Sítio Bom Jesus, em São Gonçalo do Amarante, para instalação da UTE Pecém, em que figuram como promitente vendedores Pedro Pereira da Silva e Rita Coely Sampaio da Silva, e como promitente compradora a MPX Mineração e Energia Ltda. O prazo estipulado neste contrato para o pagamento da última parcela, e lavratura da escritura pública definitiva de compra e venda do imóvel foi 31 de maio de 2007.

Em 12 de maio de 2006 o Governo do Estado do Ceará expediu um ofício informando que disponibilizará a área necessária para a instalação, pela MPX Mineração e Energia Ltda., de um complexo termelétrico na área do Complexo Industrial Porto de Pecém. Parte do imóvel sobre o qual temos esses direitos de aquisição se encontra em processo de desapropriação. Nossos direitos se referem à área remanescente do processo de desapropriação.

UTE SERRA DO NAVIO

A Amapari Energia S.A. é sublocatária da Engevix Engenharia S/C Ltda., de um imóvel situado no Setor Comercial Norte, Quadra 4, Bloco B, n.º 100, conjunto 1.301, Asa Norte, na cidade de Brasília, no Distrito Federal. O contrato tem vigência de um ano, isto é, de 10 de abril de 2007 a 09 de abril de 2008, com possibilidade de renovação prevista. O valor da locação é de R$1.500,00 mensais.

A Amapari Energia S.A. é usufrutuaria de 09 hectares de um imóvel rural no Município de Serra do Navio, outorgados por Rogério Ferreira de Matos mediante contrato de constituição de usufruto.

UTE SEIVAL II

A Seival Sul Mineração Ltda. figura como arrendatária no Contrato de Arrendamento Rural celebrado com a Companhia Nacional de Mineração Candiota S.A., cujo valor atual pago mensalmente pela Seival Sul Mineração Ltda. à arrendante é de R$34.246,00.

UTE TERMOMARANHÃO

Estamos negociando com o Governo do Estado do Maranhão a doação do terreno para a construção da planta.

Atualmente, existem aproximadamente 57 famílias ocupando de forma irregular o local onde deverá ser instalada a UTE Termomaranhão. Nos termos do protocolo de intenções assinado com o Governo do Estado do Maranhão, a remoção e o assentamento dessas famílias deverão ser promovidos pelo Estado do Maranhão, possivelmente para uma área urbana de São Luis, o que permitirá uma melhoria substancial das condições de vida dessas famílias. A Diferencial Energia dará apoio técnico ao Governo do Estado no processo de assentamentos das famílias.

Marcas e Patentes

A MPX já tem depositada junto ao INPI a marca para o nome "MPX" nas classes 35, 36, 39 e 40.

Seguros

Até a data deste Prospecto, estávamos negociando a contratação de seguros para nossos projetos de geração de energia, bem como a contratação de seguro de vida para os nossos empregados.

EMPREGADOS E POLÍTICA DE RECURSOS HUMANOS

Quadro de pessoal

A companhia encontra-se em forte crescimento do quadro de funcionários visando cobrir as demandas advindas da estruturação de projetos já contratados, como as UTE Serra do Navio, UTE MPX (Pecém) e UTE Termomaranhão, e também para fazer face aos projetos que estão nos planos da empresa já com comprometimento para 2009. Em 30 de setembro de 2007 a companhia tinha registrado diretamente 25 funcionários.

A entrada em operação da UTE Serra do Navio prevista para dezembro de 2007, irá requer a contratação imediata em torno de 30 funcionários entre operadores e pessoal administrativo.

A companhia, dentro do grupo controlador, utiliza-se do conceito de serviços compartilhados, os planos da administração reforçam este conceito dentro de áreas onde há sinergias que tragam substanciais economias. Dentro do rápido crescimento da companhia e do grupo vem passando, estamos constantemente avaliando nossas necessidades e adaptando nossa estrutura e quadro de pessoal.

Saúde e Segurança

Possuímos um programa de prevenção de riscos ambientais o qual detalha todas as atividades desenvolvidas em todas as funções profissionais, os riscos pertinentes às mesmas e as medidas de segurança inerentes a cada uma delas.

Em 30 de setembro de 2007, não possuíamos empregados afastados por acidentes do trabalho.

Política de Recursos Humanos

Nós consideramos nossa política de recursos humanos como parte integrante de nossa estratégia empresarial. Por isso, praticamos uma administração de recursos humanos transparente, onde o foco principal é a constante valorização e desenvolvimento dos talentos humanos, por meio dos mais avançados instrumentos de gestão de pessoas.

A área de recursos humanos da MPX possui foco na contratação de profissionais éticos, qualificados e com disposição para enfrentar e superar desafios. Buscamos incentivar condições de desenvolvimento contínuo a todos os nossos colaboradores através de programas de capacitação, desenvolvimento e qualificação profissional.

Os gestores da MPX se planejam para estabelecer metas desafiadoras e motivadoras para seus colaboradores, levando-os a se comprometer com a excelência do desempenho e dos resultados organizacionais. Além disso, visamos promover práticas de compensação atraentes e competitivas em relação ao mercado e adequadas aos objetivos dos negócios.

Estas estratégias retratam a importância que a MPX dispensa aos seus colaboradores, prestigiando sempre o talento de cada um e criando possibilidades para que possam atingir a plena realização profissional e pessoal.

Plano de Previdência Privada

Não concedemos este benefício aos nossos empregados.

Remuneração

Nós consideramos nossa política de recursos humanos como parte integrante de nossa estratégia empresarial. Por isso, praticamos uma administração de recursos humanos transparente, onde o foco principal é a constante valorização e desenvolvimento dos talentos humanos, por meio dos mais avançados instrumentos de gestão de pessoas.

A área de recursos humanos da MPX possui foco na contratação de profissionais éticos, qualificados e com disposição para enfrentar e superar desafios. Buscamos incentivar condições de desenvolvimento contínuo a todos os nossos colaboradores através de programas de capacitação, desenvolvimento e qualificação profissional.

Acordo Coletivo de Trabalho

Em 30 de setembro de 2007, não éramos parte em nenhum acordo coletivo de trabalho.

Terceirização de Mão-de-Obra

Atualmente, além das atividades exercidas por nossos empregados, terceirizamos certos serviços que não estão relacionados com nossa atividade, tais como atividades de limpeza e conservação, vigilância e organização de documentos. Em 30 de setembro de 2007, a Companhia possuía 6 contratos celebrados e cerca de 25 prestadores de serviços.

Adotamos rígido controle das empresas prestadoras de serviços, mantendo constante fiscalização em relação ao cumprimento das obrigações trabalhistas e previdenciárias por parte de tais empresas, razão pela qual foi possível, nos últimos anos, reduzirmos o risco de reconhecimento judicial de vínculo empregatício direto conosco.

PENDÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS

Geral

Somos parte em algumas ações judiciais decorrentes do curso normal de nossas operações, envolvendo questões cíveis e trabalhistas, para as quais a nossa Administração julga não ser necessária a constituição de qualquer provisão.

Processos Cíveis

Em 30 de setembro de 2007, éramos parte em 2 ações de natureza cível:

- Ação civil pública com pedido de liminar proposta pelo Ministério Público Federal e pelo Ministério Público Estadual contra o IBAMA e contra a Termopantanal Ltda., questionando a validade da Licença Prévia concedida à Termopantanal Ltda. Os autores requerem: (i) suspender o licenciamento ambiental apresentado pela Termopantanal Ltda.; (ii) invalidar a Licença Prévia nº 206/05 emitida pelo IBAMA; e (iii) condenar o IBAMA a abster-se de conceder a Licença de Instalação. Em 1º de março de 2006, a liminar foi deferida suspendendo o processo de licenciamento ambiental da UTE Termopantanal, sob pena de multa diária de R$50.000,00 em caso de descumprimento. Interpusemos recurso de agravo de instrumento contra a concessão da medida liminar, o qual foi convertido em retido pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região. Em face dessa decisão, apresentamos pedido de reconsideração e ajuizamos mandado de segurança. O mandado de segurança teve sua inicial indeferida, o que suscitou a interposição de recurso ordinário ao Superior Tribunal de Justiça. Em 30.10.2007 o recurso ordinário foi provido, determinando-se o julgamento do mandado de segurança. Em primeira instância aguarda-se o início da fase instrutória. De acordo com nossos advogados que patrocinam a causa, as chances de perda nessa ação são possíveise não é possível estimar o valor envolvido.
- Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público do Estado do Maranhão em face do Estado do Maranhão, da Diferencial Energia e outros. O autor alega que: (i) a lei de zoneamento uso e ocupação do solo do Município de São Luís não autorizaria a instalação de termelétricas no perímetro urbano do Município; (ii) a UTE Termomaranhão não teria apresentado a certidão de uso e ocupação do solo expedida pela prefeitura, nem mesmo o estudo de impacto ambiental, antes de ser expedida a licença prévia. O autor requer a nulidade do procedimento administrativo que concedeu a Licença Prévia à TUE Termomaranhão. O processo encontra-se em sua fase inicial, tendo os Réus já apresentado suas defesas. De acordo com os nossos advogados que patrocinam a causa, as chances de perda nessa ação são possíveis e não é possível estimar o valor envolvido.

Processos Trabalhistas

Em 30 de setembro de 2007, éramos parte em uma ação, perante a 24ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro, na qual o autor pleiteia o reconhecimento de vínculo empregatício com a MPX e os correspondentes encargos e direitos decorrentes, bem como o pagamento de percentual sobre a alienação das quotas da ex-controlada Termoceará.

ADMINISTRAÇÃO

De acordo com nosso Estatuto Social, somos administrados pelo Conselho de Administração, composto atualmente de 9 membros, e pela Diretoria, a qual é composta de 6 membros. Adicionalmente, temos um Conselho Fiscal não-permanente que, se instalado, será composto de 3 membros efetivos e igual número de suplentes. O endereço comercial dos nossos administradores é Praia do Flamengo, nº 154, 10º andar, Flamengo, Rio de Janeiro, RJ, CEP 22210-030.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração é o nosso órgão de deliberação colegiada, responsável pela orientação geral de nossos negócios, assim como pelo controle e fiscalização de nosso desempenho. É responsável também pela designação e supervisão da gestão dos nossos diretores. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração é também responsável pela contratação dos auditores independentes.

As decisões do Conselho de Administração são tomadas pela maioria dos votos dos membros presentes. O presidente do Conselho de Administração detém o voto de minerva, ou desempate.

De acordo com o nosso Estatuto Social, o Conselho de Administração deve ter no mínimo 5 (cinco) membros e no máximo 11 (onze) membros, devendo cada qual ser necessariamente nosso acionista, muito embora não exista um limite mínimo de participação acionária para tanto. Os conselheiros são eleitos em Assembléia Geral de acionistas, para um mandato unificado de dois anos, podendo ser reeleitos e destituídos a qualquer momento por nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral Extraordinária. De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, 20% dos membros do Conselho de Administração devem ser conselheiros independentes, e todos os novos conselheiros deverão subscrever, previamente à sua investidura no cargo, termo de anuência dos administradores referido no Regulamento do Novo Mercado e às regras da Câmera de Arbitragem da BOVESPA.

No mais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, membros do Conselho de Administração estão proibidos de votar em qualquer assembléia geral, ou ainda de atuar em qualquer transação ou negócio nos quais tenham conflito de interesses com a Companhia. Vide "Descrição do capital social – Conselho de Administração".

Os membros do nosso Conselho de Administração foram eleitos na Assembléia Geral de Transformação realizada em 25 de setembro de 2007 e na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 05 de novembro de 2007.

Apresentamos na tabela abaixo os nomes, idades, cargos, data de eleição e o mandato dos membros do Conselho de Administração.

Nome	Idade	Cargo	Data de eleição	Mandato
Eike Fuhrken Batista	50	Presidente	25.09.07	2 anos
Eliezer Batista da Silva	83	Conselheiro	25.09.07	2 anos
Flavio Godinho	46	Vice Presidente	25.09.07	2 anos
Luiz Rodolfo Landim Machado	50	Conselheiro	25.09.07	2 anos
Marcelo Adler Cheniaux	42	Conselheiro	25.09.07	2 anos
Luiz do Amaral de França Pereira	71	Conselheiro Independente	25.09.07	2 anos
Rafael de Almeida Magalhães	77	Conselheiro Independente	05.11.07	2 anos
Rodolpho Tourinho Neto	65	Conselheiro Independente	25.09.07	2 anos
Samir Zraick	66	Conselheiro Independente	25.09.07	2 anos

Para obter uma descrição dos contratos e outras obrigações relevantes entre nós, nossos conselheiros e diretores, vide "Operações com Partes Relacionadas".

Apresentamos abaixo as ocupações principais e currículos resumidos de nossos conselheiros.

Eike Fuhrken Batista: O Sr. Eike Fuhrken Batista é fundador, Diretor-Presidente da EBX e Presidente do Conselho de Administração da Companhia. O Sr. Eike é bacharel em engenharia metalúrgica pela Universidade de Aachen, Alemanha. Desde sua graduação, tem sido um empreendedor, dirigindo o Grupo EBX por mais de 20 anos, ganhando notoriedade mundial na indústria de mineração, tendo, inclusive, sido Chairman, President & CEO da TVX Gold Inc., empresa de capital aberto, com ações negociadas nas Bolsas de Toronto e Nova Iorque.

Eliezer Batista da Silva: O Sr. Eliezer Batista é membro do Conselho de Administração. Graduou-se em engenharia civil pela Universidade do Paraná e especializou-se no exterior. Foi professor da Universidade do Espírito Santo (UFES), Presidente da Cia. Vale do Rio Doce, ex-Ministro das Minas e Energia, Presidente da Mineração Brasileira Reunidas (MBR), Presidente da Itabira Eisenerz Gmbh (Düsseldorf), Rio Doce América (NY) e Presidente da Itabira International (NY), Presidente da Rio Doce Europa e Chairman da Rio Doce International (Bruxelas). Em 1979, foi Presidente da Cia. Vale do Rio Doce e Chairman das associadas: Florestas Rio Doce, Celulose Nipo-Brasileira (CENIBRA), Valesul Alumínio S/A, Alumínio Brasileiro (ALBRÁS), Mineração Rio do Norte S/A, Mineração Serra Geral S/A. Foi Chairman da Rio Doce Internacional – Bruxelas, ex- Ministro de Estado da Secretaria de Assuntos Estratégicos e Membro da Academia Russa de Ciências. Atualmente é Presidente do Conselho da Cimpor (SP), Vice-Presidente do Conselho da Monteiro Aranha, Advisor da Presidência da Cia. Vale do Rio Doce, membro do Conselho de Administração do Grupo BUNGE, membro do Conselho de Administração da FICAP, membro do Conselho de Administração da Valourec Mannesmann do Brasil, membro do Conselho de Administração da TVX Gold (Toronto), membro do Conselho Empresarial de Desenvolvimento Sustentado, membro do Conselho de Administração da Agência de Desenvolvimento da Cidade do Rio de Janeiro (Prefeitura do RJ), membro do Conselho Curador do Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI/Rio), membro do Conselho de Administração da Conservation International e membro do Conselho da Fundação Israel Pinheiro.

Flávio Godinho: O Sr. Flavio Godinho é Vice-Presidente do Conselho de Administração e Diretor da Companhia. O Sr. Flavio é formado em direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, com cerca de 25 anos de experiência nas mais variadas operações de M&A e Corporate Finance Transactions ligadas ao setor de recursos naturais, energia, saneamento e logística, tendo atuado como Senior Vice President, General Counsel & Chief Corporate Development Officer em diversas empresas, no Brasil e exterior, relacionadas ao Grupo EBX.

Luiz Rodolfo Landim Machado: O Sr. Landim é membro do Conselho de Administração. Formou-se engenheiro, graduado na Universidade Federal do Rio de Janeiro, com pós-graduação em administração pela Universidade de Harvard e em engenharia pela Universidade de Alberta. O Sr. Landim foi engenheiro da Eletrobrás S.A., de Furnas Centrais Elétricas S.A. e da Petrobras S.A., onde assumiu diversas posições executivas, inclusive a Diretoria de Gás Natural e a Presidência da GasPetro. Em 2003, o Sr. Landim foi nomeado Diretor-Presidente da Petrobrás Distribuidora S.A., maior distribuidora de combustíveis do Brasil.

Marcelo Adler Cheniaux: O Sr. Marcelo Cheniaux é membro do Conselho de Administração e Diretor da Companhia. É formado em economia pela Universidade Cândido Mendes, com MBA em administração de empresas pelo IBMEC/RJ e especialização em finanças e engenharia financeira pela University of California, Berkeley/EUA. Trabalhou na Atlantic Richfield Co., foi tesoureiro da AT&T Global Information Solutions and AT&T Monydata, foi Gerente de Planejamento na Billiton Metais, foi Gerente Financeiro e de Negócios do Grupo Andina e atualmente ocupa o cargo de CFO da EBX Holding, MPX e MMX.

Luiz do Amaral de França Pereira: O Sr. Luiz Pereira é membro independente do Conselho de Administração. Graduou-se engenheiro civil pela Universidade Federal do Paraná e foi participante do Stanford Executive Program da Stanford University. No Grupo CAEMI atuou como Vice-Presidente de Finanças e Diretor de Relações com o Mercado da CAEMI Mineração e Metalurgia S.A. No Grupo Monteiro Aranha foi Diretor e Vice-Presidente da Monteiro Aranha S.A., Na Companhia Vale do Rio do Doce foi Diretor Vice-Presidente Executivo e Diretor de Relações com o Mercado.

Rafael de Almeida Magalhães: O Sr Rafael Magalhães é membro independente do Conselho de Administração. Graduado em direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, foi Secretário de Planejamento do governo Carlos Lacerda e vice-governador em exercício do Estado do Rio de Janeiro em 1964 e 1965. Entre 1967 e 1970 foi deputado federal, foi também presidente da Federação Nacional das Empresas de Seguros Privadas entre 1971 e 1973 e Diretor de Assessoria Especial da Light entre 1972 e 1974. Atualmente é membro dos conselhos de administração das seguintes companhias: Cia de Seguros da Aliança do Brasil S.A., MMX Mineração e Metálicos S.A. e Cia de Seguros da Aliança da Bahia S.A.

Rodolpho Tourinho Neto: O Sr. Rodolpho é membro do Conselho de Administração. É formado em economia pela USP/UFBA, com cursos de pós-graduação em economia e administração de empresas pela Bradley University, Illinois/EUA. Foi ex-Senador pelo Estado da Bahia e ex-Ministro de Estado de Minas e Energia. Foi Presidente do Conselho de Admnistração da Petrobrás, Petrobrás Distribuidora e da Eletrobrás. Foi Presidente do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), Presidente do Conselho de Administração do Banco de Desenvolvimento do Estado da Bahia (DESENBANCO) e Presidente do Conselho de Administração do Banco do Estado da Bahia (BANEB). Foi membro do Conselho da Associação das Empresas de Crédito, Financiamento e Investimentos de São Paulo (ACREFI), Vice-Presidente da Associação das Empresas de Crédito, Financiamento e Investimentos do Rio de Janeiro (ADECIF), Presidente do Sindicato de Bancos do Estado da Bahia, membro do Conselho da Federação Nacional de Bancos (FENABAM), Presidente da S/A Magalhães Indústria e Comércio, Presidente da S/A Lavoura Indústrias Reunidas – Usina Aliança, membro do Conselho da American Express do Brasil, Presidente da American Chamber of Commerce, Vice-Presidente do Banco Econômico S/A, Diretor da Construtora OAS e Gerente-Geral da Bahema S/A.

Samir Zraick: O Sr. Samir é Membro do Conselho de Administração. Formou-se em engenharia pela Escola Politécnica da Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1964. Obteve o título de mestre em engenharia eletrônica pela Delft University da Holanda em 1966. Posteriormente obteve o título de doutor pela Faculté dês Sciences de l´Université de Paris em 1970. Trabalhou na CVRD entre 1971 e 1986 ocupando as mais diversas posições, incluindo a Diretoria de Relações com Investidores, tendo sido responsável pela negociação dos recursos que originaram o Projeto Carajás. Entre 1986 e 1998, atuou como Diretor de Finanças e Desenvolvimento da Caemi, com assento no Conselho de Administração da MBR e Quebec Cartier Mining – QCM. Mais recentemente, atuou no Comitê Estratégico da CVRD. O Sr. Samir também foi conselheiro da Canico Resources até sua aquisição pela CVRD em 2005. Desde março de 2006, é membro do conselho de administração da Embraer.

DIRETORIA

Nossos Diretores são os nossos representantes legais, responsáveis, principalmente, pela administração cotidiana da Companhia e pela implementação das políticas e diretrizes gerais estabelecidas pelo Conselho de Administração. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada membro da nossa Diretoria deve ser residente no país, podendo ser acionista ou não. Além disso, até, no máximo, um terço dos membros do Conselho de Administração poderão ocupar cargo na Diretoria.

Os Diretores são eleitos pelo nosso Conselho de Administração com mandato de dois anos, permitida a reeleição e podendo, a qualquer tempo, ser destituídos por tal órgão. Nosso Estatuto Social estabelece que nossa diretoria seja composta de, no mínimo, dois e, no máximo, sete membros. A Diretoria é composta por um Diretor Presidente, um Diretor Jurídico, um Diretor de Comercialização de Energia e Regulação, um Diretor de Implantação e Operações, um Diretor Financeiro, um Diretor de Relações com Investidores e um Diretor de Novos Negócios.

Administração

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, os novos diretores deverão subscrever, previamente à sua investidura no cargo, termo de anuência dos administradores ao Regulamento do Novo Mercado e às regras da Câmera de Arbitragem da BOVESPA. Atualmente, nossa diretoria é composta de 6 membros, eleitos nas reuniões do Conselho de Administração realizadas em 25 de setembro e 05 de novembro de 2007. A nossa Diretoria de Relações com Investidores está localizada na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro. O responsável por esta diretoria é o Sr. Eduardo Karrer eleito nosso Diretor de Relação com Investidores em 08 de outubro de 2007. O telefone do nosso departamento de acionistas é (21) 2555-5664, o fac-símile é (21) 2555-5676 e o endereço de correio eletrônico é ri@mpx.com.br. Nossa página na internet está localizada no endereço http://www.mpx.com.br.

Apresentamos na tabela abaixo os nomes, as idades, os cargos, a data de eleição e o tempo de mandato dos nossos diretores.

Nome	Idade	Cargo	Data de eleição	Mandato
Bruno de Rossi Chevalier	43	Diretor Jurídico	05.11.07	2 anos
Eduardo Karrer	46	Diretor-Presidente e de Relações com Investidores	25.09.07 e 08.10.07	2 anos
Marcus Bernd Temke	45	Diretor de Implantação e Operações	05.11.07	2 anos
Paulo Monteiro Barbosa Filho	50	Diretor de Novos Negócios	25.09.07	2 anos
Rudolph Ihns	50	Diretor Financeiro	25.09.07	2 anos
Xisto Vieira Filho	64	Diretor de Comercialização de Energia e Regulação	25.09.07	2 anos

Apresentamos abaixo as ocupações principais e currículos resumidos de nossos diretores.

Bruno De Rossi Chevalier: O Sr. Bruno Chevalier é Diretor Jurídico da Companhia. Graduou-se em Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, com LLM na Queen Mary College, University of London em 1988. Trabalhou em escritórios de advocacia como advogado e foi sócio do Tozzini Freire, Teixeira & Silva Advogados entre 2001 e 2002 e sócio do Villemor Amaral Advogados entre 2002 e 2004. Foi Diretor Jurídico da Delphi Automotive Systems, em São Paulo, e também Gerente Jurídico da General Motors Corporation em Lisboa e da MMX Mineração e Metálicos S.A.

Eduardo Karrer: O Sr. Eduardo Karrer é Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores da Companhia. Graduou-se em engenharia civil pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro, com MBA em administração financeira pela PUC/RJ, com cerca de 22 anos de experiência nas mais variadas operações de M&A e Corporate Finance Transactions ligadas ao setor de recursos naturais, energia e logística, tendo atuado como Gerente de Projetos na Construtora Rabello, Petrobrás S.A., Petrobrás America Inc., além de ter ocupado os cargos de Gerente-Executivo da Divisão de Gás e Energia, Gerente-Executivo de Produtos Aéreos, Gerente-Executivo do Mercado Internacional da Petrobrás Distribuidora, e Gerente-Geral de Marketing da Petrobrás S.A..Ainda, foi Vice-Presidente de Novos Negócios e Operações para a América Latina da El Paso Energy, e Presidente da El Paso Brasil Ltda.

Marcus Bernd Temke: O Sr. Marcus Temke é Diretor de Implantação e Operações da Companhia. Graduou-se em engenharia química pela UFRJ, cursando posteriormente o curso de MBA Executivo na COPPEAD – UFRJ. Com cerca de 23 anos de experiência em empresas multinacionais, trabalhou na Promon Engenharia S.A., Degussa AG, Industriais Químicas Resende S.A. e Clariant S.A., como gerente de projetos e operações. Entre 1996 e 2007, foi Diretor Industrial e Gerente de Implantação de Pólo Gás-Químico do Rio de Janeiro, na Rio Polímeros S.A.

Paulo Monteiro Barbosa Filho: O Sr. Paulo Barbosa Filho é Diretor de Operações da Companhia. Graduou-se em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Petrópolis com MBA em gestão e planejamento estratégico, com cerca de 27 anos de experiência no setor elétrico. Desde 2001 é responsável pelo planejamento estratégico de energia do Grupo EBX. Foi diretor executivo da Enersul S.A., responsável pelo desenvolvimento de plano estratégico do parque de geração de energia elétrica, bem como de estudos e negociações para implantação da empresa de gás do Mato Grosso do Sul. Foi consultor da Federação das Indústrias do Mato Grosso do Sul e das indústrias de base.

Rudolph Ihns: O Sr. Rudolph é Diretor Financeiro da Companhia. O Sr. Rudolph é graduado em engenharia mecânica pela UFRJ, com MBA em finanças pela University of Florida, com cerca de 25 anos de experiência na área financeira de empresas multinacionais. Trabalhou na White Martins, ocupou posições executivas na Arco Petroleum Products no Brasil e EUA, foi CFO da Unisys no Brasil e na Alemanha e CFO da MMX.

Xisto Vieira Filho: O Sr. Xisto é Diretor de Regulação e Comercialização de Energia da Companhia. É formado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Obteve seu diploma de mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pelo Rensselaer Institute, RPI, N. York. Foi Secretário Nacional de Energia, Diretor da Eletrobrás, Diretor-Geral do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e Vice-Presidente da El Paso do Brasil. Foi Coordenador do Comitê Coordenador do Planejamento do Sistema Interligado Brasileiro, Coordenador dos Subcomitês de Estudos Energéticos e Estudos Elétricos do GCOI (Grupo Coordenador para a Operação do Sistema Interligado) e Secretário do Comitê Nacional de Política Energética (CNPE) do governo brasileiro. Foi também Presidente dos Conselhos de Administração da CHESF e da Eletrosul, e membro dos Conselhos de Administração da Eletrobrás, Furnas, Cepel e Grupo Rede. Foi Presidente do Comitê Nacional do Cigré (Conference Internationale dês Grands Réseaux Électriques). É Chairman do Study Committe 38 do Cigré (power System Analysis and Techniques).

Para obter uma descrição dos contratos e outras obrigações relevantes entre nós e nossos conselheiros e diretores, vide "Contratos e outras obrigações relevantes entre nós, nossos conselheiros e diretores".

CONSELHO FISCAL

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o Conselho Fiscal é um órgão independente da administração e da auditoria externa da Companhia. A responsabilidade principal do Conselho Fiscal é fiscalizar os atos dos administradores e analisar as demonstrações financeiras, relatando suas observações aos acionistas.

Nosso Conselho Fiscal é de funcionamento não permanente, mas pode ser instalado em qualquer exercício social caso haja requisição por parte de acionistas, como descrito abaixo. Atualmente, não temos um Conselho Fiscal instalado.

De acordo com nosso Estatuto Social, sempre que instalado, o Conselho Fiscal será constituído de 3 membros efetivos e suplentes em igual número. Somente poderá ser eleito para o Conselho Fiscal pessoas residentes no Brasil, diplomadas em curso universitário, ou que tenham exercido, pelo prazo mínimo de 3 anos, cargo de administrador de empresa ou de conselheiro fiscal. De acordo com as regras do Novo Mercado, os membros do Conselho Fiscal deverão subscrever, previamente à sua investidura no cargo, termo de anuência dos membros do Conselho Fiscal referido no Regulamento do Novo Mercado. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, quando seu funcionamento não é permanente, o Conselho Fiscal poderá ser instalado pela Assembléia Geral, a pedido de acionistas que representem, no mínimo, 10% das ações com direito a voto, com mandato até a primeira Assembléia Geral Ordinária seguinte à sua instalação. Este percentual pode ser reduzido para até 2% do capital social votante dependendo do capital social da Companhia, nos termos da Instrução CVM 324, de 19 de janeiro de 2000. Adicionalmente, se tivermos um acionista majoritário controlador ou grupo de acionistas controlador, os acionistas minoritários que representem, no mínimo, 10% das ações têm direito de eleger separadamente um membro do Conselho Fiscal e seu suplente, e os demais acionistas poderão eleger um membro a mais que o número total de membros eleitos pelos minoritários.

Caso o poder de controle seja exercido por um acionista que detenha menos de 50% do nosso capital social ou por acionistas que não sejam membros de um grupo de acionistas, a Lei das Sociedades por Ações prevê que o acionista controlador ou o grupo de acionistas que, isoladamente ou em conjunto, sejam titulares de ações representativas de 10% ou mais do capital social terá direito de eleger, em votação em separado, um membro e respectivo suplente. Igual direito terá o acionista ou o grupo de acionistas diverso daquele que elegeu um membro na forma anteriormente explicitada, observadas as mesmas regras e condições de eleição. Os demais acionistas, excluídos os que votaram na eleição de membros para o Conselho Fiscal por votação em separado na forma mencionada, poderão eleger os membros efetivos e suplentes que, em qualquer caso, serão em número igual ao dos eleitos pelos acionistas pertencentes aos grupos mencionados anteriormente, mais um.

O Conselho Fiscal não pode ter membros que façam parte do Conselho de Administração, da Diretoria ou do quadro de colaboradores da MPX, de uma empresa controlada ou de uma empresa do mesmo grupo, tampouco um cônjuge ou parente dos nossos administradores. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações exige que os membros do Conselho Fiscal recebam, a título de remuneração, no mínimo, 10% da média da remuneração paga aos Diretores, excluindo benefícios, verbas de representação e participações nos lucros e resultados.

TITULARIDADE DE AÇÕES

A tabela abaixo apresenta o número de ações diretamente detidas por nossos conselheiros e diretores na data desta Oferta.

Conselheiros e diretores	Número de ações
Eike Fuhrken Batista	4.809.102
Flavio Godinho	1
Marcelo Adler Cheniaux	1
Luiz Rodolfo Landim Machado	1
Rodolpho Tourinho Neto	1
Eliezer Batista da Silva	1
Rafael de Almeida Magalhães	1
Luiz do Amaral de França Pereira	1
Samir Zraick	1
Eduardo Karrer	Nihil
Paulo Monteiro Barbosa Filho	Nihil
Rudolph Ihns	Nihil
Xisto Vieira Filho	Nihil
Bruno De Rossi Chevalier	Nihil
Marcus Bernd Temke	Nihil

REMUNERAÇÃO

De acordo com nosso Estatuto e a Lei das Sociedades por Ações, é responsabilidade dos nossos acionistas, em Assembléia Geral Ordinária, fixar, anualmente, o montante global da remuneração dos membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria. Cabe ao Conselho de Administração deliberar sobre a forma de distribuição do valor fixado entre os seus membros e os da Diretoria.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2006, a remuneração de nossos administradores neste período foi paga pela *holding* do Grupo EBX.

Para o ano de 2007, (i) nossos conselheiros, no período que se inicia após a Assembléia Geral Extraordinária realizada em 25 de setembro de 2007 e termina em 31 de dezembro de 2007, farão jus a remuneração global de R$4 mil por reunião convocada à qual o membro efetivamente compareça; e (ii) nossos diretores, conforme aprovado em reunião do nosso Conselho de Administração de 25 de setembro de 2007, farão jus a remuneração global de R$2,4 milhões.

Adicional de remuneração indireta: Além disso, se computadas as potenciais ações a serem emitidas no âmbito do Plano de Opção de Compra de Ações do Acionista Controlador, ou seja, 72.137 ações ou 1,5% do nosso capital social, os administradores da Companhia farão jus a um adicional indireto de, aproximadamente, R$73.796.151,00. Esse adicional de remuneração indireta será pago exclusivamente por nosso acionista controlador, não representando custo adicional para a Companhia.

Adicionalmente, se computadas (i) as potenciais ações a serem emitidas no âmbito do Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, ou seja, 59.106 ações ou 0,88% do nosso capital social, os administradores da Companhia farão jus a um adicional de remuneração indireta de R$12.093087,60, calculado com base no modelo de "diluição imediata", considerando-se o exercício da totalidade das opções de compra de ações remanescentes, tomando-se por referência o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto e 0,80% o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, que será a referência para o preço de exercício das ações; e (ii) as ações já emitidas no âmbito do Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, ou seja, 8.700 ações (após o grupamento de ações de 22:1 ocorrido em 7 de dezembro de 2007) ou 0,13% do nosso capital social, os administradores da Companhia farão jus a um adicional de remuneração indireta de R$8.396.718,00, calculado com base no modelo de "diluição imediata", considerando-se o exercício da totalidade das opções de compra de ações remanescentes, tomando-se por referência o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto e o preço de exercício das opções (R$57,86, valor este que é acima do valor patrimonial na data deste Prospecto). Assim, o total adicional da remuneração indireta que os administradores da Companhia farão jus será de R$20.489.805,60. O modelo de "diluição imediata" apresenta o montante obtido pelos administradores da Companhia em decorrência do exercício das opções de compra de ações, subtraindo-se, do valor de mercado da ação, o preço de exercício de cada opção e, posteriormente, multiplicando-se este valor pela quantidade total de opções exercidas. Para maiores informações, vide "Plano de Opção de Compra de Ações do Acionista Controlador" e "Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia" abaixo.

PLANO DE OPÇÃO DE COMPRA DE AÇÕES DO ACIONISTA CONTROLADOR

De forma a incentivar os principais executivos da Companhia e motivá-los a buscar sempre melhores resultados de longo prazo para a Companhia, nosso acionista controlador, Eike Batista, outorgou opções de compra de ações da MPX de sua propriedade em favor de todos os Diretores da Companhia e dos nossos principais gerentes. Essa outorga de opções concedida pelo nosso acionista controlador não representará uma diluição aos demais investidores em nossas ações, inclusive aqueles que venham adquirir nossas Ações na Oferta, e representa uma forma agressiva de remuneração de nossos executivos e uma fórmula de sucesso para a retenção desses profissionais no longo prazo.

Em favor dos Diretores, nosso acionista controlador outorgou opções para que os mesmos adquiram globalmente 1,5% das ações de sua propriedade. As opções outorgadas a esses Diretores podem ser exercidas na proporção de 20% a cada um dos 5 primeiros aniversários da Oferta, sendo que os beneficiários da opção estarão sujeitos às restrições de venda descritas na Seção "Informações Relativas à Oferta" deste Prospecto, estando sujeitos, ainda, a uma restrição adicional de venda pelo prazo 36 meses após a conclusão da Oferta, salvo autorização expressa de nosso acionista controlador. Neste sentido, a Diretoria, considerando o preço médio da faixa indicativa de preço para as Ações, possuirá opções de compra de ações no valor total de R$73.796.151,00.

Aos 25 principais gerentes da Companhia, nosso acionista controlador outorgou opções para que eles adquiram, ao todo, ações de sua propriedade que tenham um valor financeiro, considerando o preço médio da faixa indicativa de preço para as Ações, de R$8.366.000,00 milhões, as quais poderão ser exercidas na proporção de 20% a cada um dos cinco primeiros aniversários da Oferta.

Em favor de sócios e principais executivos do Grupo EBX, nosso acionista controlador outorgou opções para que esses adquiram globalmente 5% das ações de sua propriedade.

As opções de compra de ações outorgadas pelo nosso acionista controlador representam um mecanismo de remuneração dos administradores e executivos da Companhia, pelo prazo de 5 anos subseqüentes à Oferta, sem que isso implique em qualquer custo ou diluição aos acionistas minoritários da Companhia.

Adicionalmente a esse mecanismo de remuneração, a Companhia, em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 26 de novembro de 2007, aprovou um programa de opção de compra de ações de emissão da Companhia. De acordo com o programa de opção de compra de ações, o Conselho de Administração poderá outorgar opções de compra de ações em favor de administradores, executivos e colaboradores da Companhia que representem não mais do que 1% das ações em circulação.

PLANO DE OPÇÃO DE COMPRA DE AÇÕES DA COMPANHIA

Temos um Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações ("Plano") que foi aprovado em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 26 de novembro de 2007. O Plano estabelece que poderão ser eleitos como beneficiários de outorgas de opção de compra de ações: (i) os nossos administradores; e (ii) outros participantes indicados pelo Presidente do Conselho de Administração. As opções de compra ou subscrição de ações a serem outorgadas nos termos do Plano poderão conferir direitos de aquisição ou subscrição sobre um número de ações que não exceda 1% das ações do nosso capital social, limitada ao limite do capital autorizado previsto em nosso Estatuto Social. Nesta data, já foram outorgadas opções para cinco dos membros de nosso Conselho de Administração, em uma quantidade equivalente a 8.700 ações (após o grupamento de ações de 22:1 ocorrido em 7 de dezembro de 2007) ou 0,13% do nosso capital social, ao preço de R$57,86 por ação, cujo *vesting* se dará em cinco anos. Com base no modelo de "diluição imediata", a valorização desse percentual de ações do Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia corresponderá a R$8.396.718,00.

As demais opções a serem outorgadas no âmbito do Plano serão outorgadas com um preço de exercício de, no mínimo, 80% do valor de mercado das Ações calculado nos 20 pregões da BOVESPA imediatamente anteriores à data de outorga das opções. Com base no modelo de "diluição imediata", na hipótese de exercício integral das 59.106 opções de compra de ações remanescentes após a Oferta ou 0,88% do nosso capital social, a valorização do Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia corresponderá a R$12.093.087,60, considerando-se o exercício da totalidade das opções de compra de ações remanescentes, tomando-se por referência o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto e 0,80% o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, que será a referência para o preço de exercício das ações.

RELAÇÃO FAMILIAR ENTRE OS ADMINISTRADORES, BEM COMO ENTRE OS ADMINISTRADORES E OS ACIONISTAS CONTROLADORES DA COMPANHIA

O Sr. Eliezer Batista da Silva, conselheiro da Companhia, é pai do também do fundador, Diretor-Presidente da EBX e Presidente do Conselho de Administração da Companhia, Sr. Eike Fuhrken Batista.

CONTRATOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES RELEVANTES ENTRE NÓS E NOSSOS CONSELHEIROS E DIRETORES

Não há nenhum contrato ou outras obrigações relevantes entre nós e nossos conselheiro e diretores.

PROCESSOS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVOS

Nenhum dos administradores da Companhia sofreu condenação no âmbito de qualquer processo administrativo ou judicial.

Atualmente, está em trâmite no Supremo Tribunal Federal uma ação penal contra o nosso Conselheiro Rodolpho Tourinho Neto, que foi diretor do Banco Econômico entre novembro de 1988 e janeiro de 1989. O processo (AP-353) foi iniciado no Supremo Tribunal Federal em 26 de setembro de 2006 e esta pendente de decisão final.

PRINCIPAIS ACIONISTAS

Nosso capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias. A tabela a seguir apresenta nossos principais acionistas na data deste Prospecto, bem como suas respectivas participações após a conclusão desta Oferta, sendo certo que segue abaixo uma breve descrição de tais acionistas.

	Quantidades de Ações e Porcentagens			
Acionista	**Ações antes da Oferta**		**Ações após a Oferta[1][2]**	
	Ações ON	**%**	**Ações ON**	**%**
Eike Fuhrken Batista	4.809.102	99,99	4.809.102	71,64
Membros do Conselho de Administração	8	0,01	8	0,01
Outros	–	–	1.903.743	28,36
Total	**4.809.110**	**100,00**	**6.712.853**	**100,00**

(1) Sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

(2) Nos termos do Contrato de Participação no Novo Mercado, a Companhia terá um prazo de até 3 anos contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início para atingir o percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado. Durante esse prazo, a Companhia se comprometerá, no entanto, a manter um percentual mínimo de ações em circulação de 15% e se, em qualquer momento durante esse período, as Ações em Circulação de emissão de Companhia atingirem patamares superiores a 15% (quinze por cento), estes não poderão ser reduzidos a partir da data da ocorrência do fato, exceto se o patamar ultrapassar o percentual de 25% (vinte e cinco por cento), quando a Companhia passará a se enquadrar no item 3.1 (v) do Regulamento do Novo Mercado.

EIKE FUHRKEN BATISTA

Fundador, Diretor-Presidente da EBX e Presidente do Conselho de Administração da Companhia. Vide descrição em "Administração — Conselho de Administração".

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Mantemos algumas relações comerciais com partes relacionadas, sempre realizadas em condições de mercado.

A realização de negócios entre partes relacionadas tem como princípio o aproveitamento de sinergias, num conceito de grupo econômico. Nessa linha, os negócios realizados não podem gerar qualquer tipo de prejuízo às partes, inclusive por serem algumas delas sociedades por ações com acionistas distintos.

A decisão de contratação com partes relacionadas é tomada pela nossa administração da mesma forma que a contratação com terceiros, levando-se em conta sempre as condições usuais de mercado em cada caso.

Os principais saldos de ativos e passivos em 30 de setembro de 2007 e 31 de dezembro de 2006, relativos a operações com partes relacionadas, decorrem de transações com a Companhia, suas controladas diretas e indiretas, em função de ambas possuírem o mesmo acionista controlador.

Em 30 de setembro de 2007 e 2006, os saldos de ativos e passivos relativos às operações com partes relacionadas da Companhia eram:

	Controladora				Consolidado			
	Ativo		Passivo		Ativo		Passivo	
Partes relacionadas	2007	2006 (não auditado)	2007	2006 (não auditado)	2007	2006 (não auditado)	2007	2006 (não auditado)
Termopantanal Ltda.[a]	3.344	2.584	–			–	–	–
Amapari Energia S.A.[b]	26.242	–	–		–	–	–	
MPX Pecém Geração de Energia S.A.	651	–	–	–	–	–	–	–
EBX S.A.[c]	–	–	–	2.322	–	–	–	2.322
EBX Participações Ltda.[d]	–	53	–	–	–	53	–	140
Copelmi Mineração Ltda.[e]	–	–	–	–	–	–	55	62
CCP Participações Ltda.[e]	–	–	–	–	–	–	548	356
MDU	–	–	–	–	–	–	–	410
Eike Fuhrken Batista[f]	–	–	–	2.491	–	–	–	2.491
Outros	–	–	–		7	–	–	–
	30.237	**2.637**	**–**	**4.813**	**7**	**53**	**603**	**5.781**

[a] Refere-se à operação de mútuo com empresa ligada.

[b] Refere-se a adiantamento para futuro aumento de capital no montante de R$9.443, e empréstimo no montante de R$16.799. A MPX efetuou a capitação dos recursos para o empréstimo efetuado a Amapari junto a terceiros, e efetuou esse empréstimo nas mesmas condições de capitação: variação cambial + taxa de juros de 8,8% ao ano.

[c] Refere-se à obrigação contraída junto à EBX S.A. pela liquidação da Nota Promissória em favor da MDU, oriunda da operação de cisão da MPX ocorrida em 31 de outubro de 2005 (vide Nota Explicativa nº 4 item III). Em setembro de 2007, o saldo foi liquidado com o pagamento à credora.

[d] O saldo ativo refere-se a gastos para o desenvolvimento de dois projetos não ligados ao setor de energia e mineração. Em 2007, a MPX foi reembolsada pelos gastos efetuados até então nos projetos e os mesmos passaram a ser desenvolvidos por outras empresas do Grupo EBX.

[e] Referem-se a saldos de mútuo da controlada Seival com seus sócios minoritários.

[f] Refere-se a aportes efetuados pelo sócio-quotista na modalidade de mútuo. Em 2007 a Companhia liquidou o saldo do referido mútuo.

Apenas a operação comentada no item (b) gerou reflexos no resultado da Companhia. As demais operações não apresentam cláusula de correção. As transações acima descritas foram realizadas em condições usuais de mercado para os respectivos tipos de operações.

Operações com partes relacionadas

Nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 os saldos de ativo e passivos relativos às operações com partes relacionadas da Companhia eram:

	Controladora					Consolidado				
	Ativo		Passivo			Ativo		Passivo		
Partes relacionadas	2006	2005	2006	2005	2004	2006	2005	2006	2005	2004
Inversiones MPX S.A.[a]	–	734	–	–	–	–	734	–	–	–
Termopantanal Ltda.[b]	2.621	2.149	–	–	–	–	–	–	–	–
EBX S.A.[c]	–	–	2.323	3.057	–	–	–	2.323	3.057	–
EBX Participações Ltda.[d]	452	–	–	–	–	452	–	140	–	–
MPX Participações	–	–	–	–	96	–	–	–	–	96
Eike Fuhrken Batista[e]	–	–	3.366	1.172	40	–	–	3.366	1.172	40
Copelmi Mineração Ltda.[f]	–	–	–	–	–	–	–	33	26	–
CCP Participações Ltda.[f]	–	–	–	–	–	–	–	419	299	227
MDU Resources Brasil Ltda.[f]	–	–	–	–		–	–	409	343	–
Termoceará Ltda.[g]	**–**	**–**	**–**	**–**	**13.916**	**–**	**–**	**–**	**–**	**13.916**
	3.073	**2.883**	**5.689**	**4.229**	**14.052**	**452**	**734**	**6.690**	**4.897**	**14.279**

[a] Refere-se a saldo com a sociedade chilena Inversiones MPX S.A., recebido em 1º de junho de 2005 de cisão da MPX Participações S.A. no montante de R$1.422 (vide Nota Explicativa nº 8). Em 1º de outubro de 2005, o valor de R$672 foi cindido em favor da MDU conforme comentado na Nota Explicativa nº 4 III e, em 2 de janeiro de 2006, a MPX firmou contrato com a EBX S.A. para a compensação parcial de dívida, através do qual o valor de R$734 foi compensado com a dívida original da EBX S.A. no montante de R$3.057, resultando no saldo a pagar de R$2.323, apresentado no item (c) a seguir. A partir de 1º de junho de 2005, quando a MPX tornou-se credora da Inversiones MPX S.A. até a data da liquidação do crédito pela compensação acima citada, foi registrado no resultado o efeito de R$140 correspondendo à variação do dólar + Libor de 3% a.a + *spread* de 3%.

[b] Refere-se a operação de mútuo com empresa ligada.

[c] Refere-se a obrigação contraída junto à EBX S/A pela liquidação da Nota Promissória em favor da MDU, oriunda da operação de cisão da MPX ocorrida em 31 de outubro de 2005 (vide Nota Explicativa nº 4 III). Em 2006, foi amortizado parcialmente no valor de R$734 conforme mencionado no item (a) acima. Em 2007, o saldo remanescente de R$2.323 foi liquidado com o pagamento à credora.

[d] O saldo ativo refere-se a gastos para o desenvolvimento de dois projetos não ligados ao setor de energia e mineração. Em 2007, a MPX foi reembolsada pelos gastos efetuados até então nos projetos e os mesmos passaram a ser desenvolvidos por outras empresas do Grupo.

[e] Refere-se a aportes efetuados pelo sócio-quotista na modalidade de mútuo. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 12, em 2007 a MPX liquidou o saldo do referido mútuo.

[f] Referem-se a saldos de mútuo da controlada Seival com seus sócios minoritários.

[g] Refere-se à operação de mútuo com a Termoceará, saldo este liquidado em 1º de junho de 2005 no montante acumulado de R$16.097.

CONTRATOS COM PARTES RELACIONADAS

UTE CASTILLA

A planta será construída em um terreno de, inicialmente, 200 hectares, que foi arrendada à MPX Chile pela Inversiones AMX de Chile S.A. pelo prazo de 5 anos, renováveis pelo prazo a ser definido pela MPX Chile. A MPX Chile tem o direito de preferência para arrendar uma área adicional de até 300 hectares, de forma que a área da planta poderá alcançar 500 hectares de extensão, caso exercido esse direito. O terreno está localizado na área de um complexo industrial com 10.000 hectares, que abrangerá um porto na península de Punta Cachos, localizado a cerca de 80 km da cidade de Copiapo, Estado de Atacama.

UTE MPX (PECÉM)

Em 14 de agosto de 2007, firmamos o contrato de prestação de serviços de consultoria e assessoria com a UTE MPX (Pecém), cujo escopo é a prestação de serviços de consultoria técnica, comercial e institucional na implantação da UTE MPX (Pecém), no valor de R$40 milhões.

UTE PORTO DO AÇU

Assinamos um MOU com a MMX Minas – Rio prevê a compra de 360 MW-médios de energia a partir de 2013, a um preço de referência de 145,00 R$/MWh + 70% dos benefícios de autoprodução. O MOU inclui também uma opção para a MMX de compra de mais 180 MW-médios, a ser exercida até maio de 2008.

Assinamos um MOU com a LLX para a compra de 150 MW-médios a partir de 2013, nas mesmas condições da MMX, ou seja, a um preço de referência de 145,00 R$/MWh + 70% de todos os benefícios de autoprodução.

INFORMAÇÕES SOBRE O MERCADO E OS TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS

GERAL

Atualmente, não existe um mercado de negociação para as nossas ações ordinárias. Dessa forma, não podemos oferecer qualquer garantia de que um mercado líquido e ativo para as nossas Ações Ordinárias se desenvolverá, nem que, após a Oferta, as nossas Ações Ordinárias serão negociadas, no mercado, por um preço igual ou superior ao preço estabelecido para esta Oferta. Solicitamos o registro para que as nossas Ações fossem listadas para negociação no Novo Mercado sob o símbolo "MPXE3".

Celebramos em 21 de novembro de 2007 o Contrato de Participação no Novo Mercado com a BOVESPA, pelo qual a MPX comprometeu-se a observar todas as exigências relativas a práticas de governança corporativa diferenciadas estabelecidas pela BOVESPA, cuja eficácia se dará a partir da publicação do anúncio de início da Oferta, com o objetivo de atender os requisitos necessários para a listagem das Ações no segmento Novo Mercado. As Ações Ordinárias serão negociadas na BOVESPA sob o Código ISIN nº BRMPXEACNOR2-.

NEGOCIAÇÃO NA BOVESPA

Em maio de 2000, a BOVESPA foi reorganizada por meio da assinatura de memorandos de entendimentos entre as bolsas de valores brasileiras. Essa organização teve por objetivo fortalecer a liquidez e aumentar a competitividade do mercado acionário nacional e internacional, bem como reduzir os custos das Bolsas de Valores regionais. De acordo com estes memorandos, a BOVESPA passou a concentrar toda a negociação com ações. As outras Bolsas de Valores regionais mantém as atividades de desenvolvimento do mercado e de prestação de serviços à praça local.

As negociações na BOVESPA ocorrem das 10:00hs às 17:00hs, ou entre 11:00hs e 18:00hs em algumas ocasiões durante o período de horário de verão dos Estados Unidos, em um sistema eletrônico de negociação chamado Megabolsa. A BOVESPA também permite negociações das 17:45hs às 19:00hs, ou entre 18:45hs e 19:30hs durante o período de horário de verão no Brasil, em um horário diferenciado denominado *after market*. As negociações no *after market* estão sujeitas a limites regulatórios sobre volatilidade de preços e sobre o volume de ações negociadas pelas corretoras que operam pela *internet*.

A fim de manter um melhor controle sobre a oscilação do Índice BOVESPA, a BOVESPA adotou um sistema "*circuit breaker*" de acordo com o qual a sessão de negociação é suspensa por um período de 30 minutos ou uma hora sempre que o Índice BOVESPA cair abaixo dos limites de 10,0% ou 15,0%, respectivamente, com relação ao índice de fechamento da sessão de negociação anterior.

Quando investidores negociam ações na BOVESPA, a liquidação acontece três dias úteis após a data da negociação, sem correção monetária do preço de compra. O vendedor deve entregar as ações à CBLC na manhã do terceiro dia útil após a data da negociação. A entrega e o pagamento das ações são realizados por meio de câmara de compensação independente.

A câmara de compensação da BOVESPA é a CBLC. A CBLC é contraparte central garantidora das operações realizadas na BOVESPA, realizando a compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para as movimentações de títulos. Segundo o Regulamento da CBLC, a liquidação financeira é realizada através do Sistema de Transferência de Reservas do BACEN. A movimentação de títulos é realizada no sistema de custódia da CBLC. Tanto as entregas quanto os pagamentos têm caráter final e irrevogável.

REGULAÇÃO DO MERCADO DE CAPITAIS BRASILEIRO

Compete à CVM regulamentar e fiscalizar o mercado de capitais brasileiro, nos termos da Lei de Mercado de Valores mobiliários e da Lei das Sociedades Anônimas. Compete ao Banco Central e ao CMN regular e fiscalizar as atividades da CVM, conceder autorização para constituição e funcionamento de corretoras de títulos e valores mobiliários, e regular os investimentos estrangeiros e as operações de câmbio, conforme disposto na Lei do Mercado de Valores Mobiliários e na Lei n.º 4.595, de 31 de dezembro de 1964. Estas leis em conjunto com outras normas e regulamentos entre outros, determinam os requisitos de divulgação de informações aplicáveis a emissoras de valores mobiliários publicamente negociados, as sanções penais por negociação de ações utilizando informação privilegiada e manipulação de preço, e a proteção de acionistas minoritários, os procedimentos para o licenciamento e supervisão das corretoras de valores e a governança das bolsas de valores brasileiras.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, uma companhia pode ser aberta (e listada) ou fechada (e não listada). Todas as companhias listadas estão registradas na CVM e ficam sujeitas a obrigações de divulgação periódica de informações e de divulgação de quaisquer fatos relevantes. Uma companhia registrada na CVM pode negociar seus valores mobiliários na BOVESPA ou no mercado de balcão brasileiro. Ações de companhias listadas na BOVESPA não podem ser negociadas simultaneamente nos mercados de balcão organizado brasileiros. A operação no mercado de balcão não organizado consiste em negociações diretas entre as pessoas, fora da bolsa de valores, com a intermediação de instituição financeira autorizada pela CVM. Nenhuma licença especial, além de registro na CVM (e, no caso de mercados de balcão organizados, no mercado de balcão pertinente), é necessária para que os valores mobiliários de companhia aberta possam ser negociados no mercado de balcão. Para ser listada na BOVESPA, uma companhia deve requerer o registro à BOVESPA e à CVM.

A negociação de valores mobiliários na BOVESPA pode ser interrompida mediante solicitação de uma companhia antes da publicação de fato relevante. A negociação também pode ser suspensa por iniciativa da BOVESPA ou da CVM, com base em ou devido a, entre outros motivos, indícios de que a companhia tenha fornecido informações inadequadas com relação a um fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela BOVESPA.

PRÁTICAS DIFERENCIADAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Essa seção contém informações sobre as práticas de governança corporativa adotadas pelas companhias listadas no segmento Novo Mercado, e deve ser analisada conjuntamente com as Seções "Descrição do Capital Social", "Administração" e "Informação sobre Títulos e Valores Mobiliários Emitidos".

Governança Corporativa é o sistema pelo qual as sociedades são dirigidas e monitoradas, envolvendo os relacionamentos entre acionistas, Conselho de Administração, Diretoria, auditores independentes e Conselho Fiscal.

O Novo Mercado é um segmento de listagem da BOVESPA destinado à negociação de ações emitidas por empresas que se comprometem, voluntariamente, com a adoção das práticas de governança corporativa e divulgação de informações adicionais em relação ao que é exigido pela legislação.

A BOVESPA possui três níveis diferentes de práticas de governança corporativa, Nível 1, Nível 2, e Novo Mercado. Eles diferenciam-se pelo grau das exigências destas práticas. O Novo Mercado é o mais rigoroso deles.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração de companhias autorizadas a terem suas ações negociadas no Novo Mercado deve ser composto por no mínimo 5 membros, dos quais, no mínimo, 20% deverão ser conselheiros independentes, eleitos pela Assembléia Geral. Em nosso caso, 22,2% dos membros do nosso Conselho de Administração são independentes.

Todos os novos membros do Conselho de Administração e da Diretoria devem subscrever um termo de anuência dos administradores previsto no Regulamento do Novo Mercado, condicionando a posse nos respectivos cargos à assinatura desse documento. Por meio do referido termo de anuência, nossos administradores responsabilizam-se pessoalmente a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento do Novo Mercado.

De acordo com o nosso Estatuto Social, o nosso Conselho de Administração deve ter, no mínimo, 5 e, no máximo, 11 membros. Os conselheiros são eleitos em Assembléia Geral de acionistas com mandato unificado de dois anos, podendo ser reeleitos e destituídos a qualquer momento por nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral. Na Assembléia Geral que tiver por objeto deliberar a eleição do Conselho de Administração, tendo em vista o término de seu mandato, os acionistas deverão fixar o número efetivo de membros do Conselho de Administração para o próximo mandato. Para maiores informações, ver "Administração – Conselho de Administração" e "Descrição do Capital Social – Conselho de Administração" nas páginas 215 e 237, respectivamente, deste Prospecto.

CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal é um órgão independente da administração e da auditoria externa. Do mesmo modo que o Conselho de Administração, os membros do Conselho Fiscal, por meio do termo de anuência dos membros do Conselho Fiscal previsto no Regulamento do Novo Mercado, responsabilizam-se pessoalmente a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento do Novo Mercado, condicionando a posse nos respectivos cargos à assinatura desse documento.

O nosso Conselho Fiscal é de funcionamento não permanente, mas pode ser instalado em qualquer exercício social caso haja requisição por parte de acionistas. Atualmente, não possuímos um Conselho Fiscal instalado. Caso qualquer acionista deseje indicar um ou mais representantes para compor o Conselho Fiscal que não tenham sido membros da sua composição após no período subseqüente à última Assembléia Geral Ordinária, tal acionista deverá nos notificar por escrito com 5 dias de antecedência em relação à data Assembléia Geral que elegerá os conselheiros, informando o nome, a qualificação e o currículo profissional completo dos candidatos.

DISPERSÃO ACIONÁRIA EM DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA

Estipula o Regulamento do Novo Mercado que a companhia deverá envidar melhores esforços com o fim de alcançar dispersão acionária, com adoção de procedimentos especiais, como, por exemplo, garantia de acesso a todos os investidores interessados ou a distribuição a pessoas físicas ou investidores não institucionais de, no mínimo, 10% do total a ser distribuído.

PERCENTUAL MÍNIMO DE AÇÕES EM CIRCULAÇÃO APÓS AUMENTO DE CAPITAL

O Regulamento do Novo Mercado estabelece que na ocorrência de um aumento de capital que não tenha sido integralmente subscrito por quem tinha direito de preferência ou que não tenha contado com número suficiente de interessados na respectiva distribuição pública, a subscrição total ou parcial de tal aumento de capital pelo acionista controlador obrigará o acionista controlador a tomar as medidas necessárias para recompor o percentual mínimo de ações em circulação, de 25% das ações do nosso capital social nos 6 meses subseqüentes à homologação da subscrição.

Nos termos do Contrato de Participação no Novo Mercado, a Companhia terá um prazo de até 3 anos contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início para atingir o percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado. Durante esse prazo, a Companhia se comprometerá, no entanto, a manter um percentual mínimo de ações em circulação de 15% e se, em qualquer momento durante esse período, as Ações em Circulação de emissão de Companhia atingirem patamares superiores a 15% (quinze por cento), estes não poderão ser reduzidos a partir da data da ocorrência do fato, exceto se o patamar ultrapassar o percentual de 25% (vinte e cinco por cento), quando a Companhia passará a se enquadrar no item 3.1 (v) do Regulamento do Novo Mercado.

ALIENAÇÃO DO CONTROLE

Estipula o Regulamento do Novo Mercado que a alienação do controle da companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente obrigue-se a efetivar uma oferta pública de aquisição de ações aos outros acionistas da companhia, observando as condições e prazos vigentes na legislação e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, devendo ser entregue à BOVESPA declaração contendo o preço e demais condições da operação de alienação de controle da companhia.

Esta Oferta ainda será exigida quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, em que venha resultar na alienação do controle da companhia, e em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o poder de controle da companhia, sendo que, neste caso, o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à BOVESPA o valor atribuído à companhia nessa alienação e anexar documentos que comprovem esse valor.

Segundo o Regulamento do Novo Mercado, aquele que já detiver ações da companhia e que venha a adquirir o poder de controle da companhia, em razão de contrato particular de compra e venda de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, deverá efetivar Oferta no modelo acima referido, e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos seis meses anteriores à data da alienação de controle, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações da companhia neste período, devidamente atualizado.

O comprador deve ainda, quando necessário, tomar as medidas necessárias para recompor o percentual mínimo de ações em circulação, consistente em 25% do total de ações do capital social, dentro dos seis meses subseqüentes à aquisição do controle. Para maiores informações, ver seção "Descrição do Capital Social – Alienação de Controle" na página 244 deste Prospecto.

NEGOCIAÇÕES DE VALORES MOBILIÁRIOS E SEUS DERIVADOS POR ACIONISTAS CONTROLADORES

O acionista controlador fica obrigado a comunicar à BOVESPA, imediatamente após a aquisição do poder de controle, acerca da quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos.

Ainda segundo o Regulamento do Novo Mercado, qualquer negociação efetuada com esses valores mobiliários deverá ser comunicada à BOVESPA no prazo de 10 dias após o término do mês em que se verificar a negociação. Para maiores informações, ver seção "Descrição do Capital Social – Divulgação de negociação por parte de acionista controlador, conselheiro, diretor e membro do Conselho Fiscal" na página 246 deste Prospecto.

CANCELAMENTO DE REGISTRO DA COMPANHIA

Conforme o Regulamento do Novo Mercado, o cancelamento do registro de companhia aberta exigirá a elaboração de laudo de avaliação pelo valor econômico das ações da Companhia, elaborado por empresa especializada, independente quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e/ou seu acionista controlador e satisfazendo os requisitos da lei. Esta empresa especializada será escolhida em Assembléia Geral, tendo seus custos suportados pelo ofertante.

O valor econômico das ações, apontados no laudo de avaliação, será o preço mínimo a ser ofertado na Oferta de aquisição de ações para o cancelamento do registro de companhia aberta. No demais, o procedimento para o cancelamento do registro de companhia aberta deve seguir os procedimentos e demais exigências estabelecidas pela legislação vigente e pelas normas editadas pela CVM, respeitados os preceitos contidos no Regulamento do Novo Mercado. Para maiores informações, ver "Descrição do Capital Social – Cancelamento de registro de companhia aberta" na página 243 deste Prospecto.

SAÍDA DO NOVO MERCADO

É permitido à companhia sair a qualquer tempo do Novo Mercado, desde que a saída seja aprovada em Assembléia Geral, e comunicada à BOVESPA por escrito com antecedência de 30 dias. Esta saída não implica a perda da condição de companhia aberta registrada na BOVESPA. Para maiores informações, ver "Descrição do Capital Social – Saída do Novo Mercado" na página 244 deste Prospecto.

Quando a saída do Novo Mercado ocorrer (i) para que as ações passem a ter registro de negociação fora do Novo Mercado, ou (ii) em razão da reorganização societária da qual as ações da companhia resultante não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado, o acionista controlador da companhia deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da companhia, no mínimo, pelo valor econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado de acordo com os requisitos previstos acima.

Caso o controle da companhia seja alienado nos 12 meses subseqüentes à saída do Novo Mercado, o acionista controlador alienante e o adquirente do controle deverão, conjunta e solidariamente, oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações, nas mesmas condições e pelo mesmo preço e condições obtidas pelo acionista controlador alienante na alienação de suas próprias ações, devidamente atualizado. Ademais, se o preço obtido pelo acionista controlador alienante na alienação de suas próprias ações for superior ao valor da oferta de saída realizada, o acionista controlador alienante e o adquirente ficarão, conjunta e solidariamente, obrigados a pagar a diferença de valor apurado aos aceitantes da respectiva oferta.

Após a saída do Novo Mercado, os valores mobiliários da companhia não poderão retornar a ser listados no Novo Mercado por um período mínimo de 2 (dois) anos contados da data em que tiver sido formalizado o desligamento, salvo se a companhia tiver o seu controle acionário alienado após a formalização de sua saída do Novo Mercado.

POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES AO MERCADO

Conforme a Instrução CVM nº 358/02, as companhias abertas devem possuir uma Política de Divulgação de Informações do Mercado, que consiste na divulgação de informações relevantes e na manutenção de sigilo acerca destas informações que ainda não tenham sido divulgadas ao público.

Informação relevante consiste em qualquer decisão de acionista controlador, deliberação de Assembléia Geral ou dos órgãos de administração da companhia, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos negócios da MPX, que possa influir de modo ponderável (i) na cotação dos valores mobiliários; (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter os valores mobiliários; ou (iii) na determinação de os investidores exercerem quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de valores mobiliários.

É de responsabilidade do Diretor de Relações com Investidores divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da companhia que seja considerado informação relevante, bem como zelar pela ampla e imediata disseminação da informação relevante nas bolsas de valores e ao público em geral (através de anúncio publicado no jornal, entre outros).

Todas as pessoas vinculadas (os acionistas controladores da companhia, seus diretores, membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e de quaisquer outros órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, gerentes e funcionários da companhia que tenham acesso freqüente a informações relevantes e outros que a companhia considere necessário ou conveniente) deverão assinar termo de adesão à Política de Divulgação de Informações do Mercado, e guardar sigilo sobre as informações ainda não divulgadas, sob pena de indenizar a companhia e as demais pessoas vinculadas dos prejuízos que venham a ocorrer.

CLÁUSULA COMPROMISSÓRIA

A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

INFORMAÇÕES PERIÓDICAS

Demonstrações de Fluxos de Caixa

Estipula o Regulamento do Novo Mercado que as demonstrações financeiras da companhia e as demonstrações consolidadas a serem elaboradas ao término de cada trimestre e de cada exercício social, devem incluir, no mínimo, as alterações ocorridas no saldo de caixa e equivalentes de caixa, segregadas em fluxos das operações, dos financiamentos e dos investimentos. Para maiores informações, ver "Descrição do Capital Social – Publicação Periódica ou Ocasional de Informações" na página 246 deste Prospecto.

Demonstrações Financeiras Elaboradas de Acordo com Padrões Internacionais

Dispõe o Regulamento do Novo Mercado que após o encerramento de cada exercício social a companhia deverá elaborar (i) demonstrações financeiras ou demonstrações consolidadas, quando aplicável, de acordo com os padrões internacionais US GAAP ou IFRS, em reais ou em dólares americanos, as quais deverão ser divulgadas na íntegra, no idioma inglês. Devem ainda ser acompanhadas do relatório de administração, de notas explicativas, que informem inclusive o lucro líquido e o patrimônio líquido apurados ao final do exercício social segundo os princípios contábeis brasileiros e a proposta de destinação do resultado, e do parecer dos auditores independentes; ou (ii) divulgar, no idioma inglês, a íntegra das demonstrações financeiras, relatório da administração e notas explicativas que demonstra a conciliação do resultado do exercício e do patrimônio líquido apurados segundo os critérios contábeis brasileiros e segundo os padrões internacionais US GAAP ou IFRS, conforme o caso, evidenciando as principais diferenças entre os critérios contábeis, e do parecer dos auditores independentes (registrados na CVM e com experiência comprovada no exame de demonstrações financeiras elaboradas de acordo com os padrões internacionais US GAAP ou IFRS). Para maiores informações, ver "Descrição do Capital Social – Publicação Periódica ou Ocasional de Informações" na página 246 deste Prospecto.

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado a divulgação dessa informação deve ocorrer a partir da divulgação das demonstrações financeiras referentes ao segundo exercício após a obtenção, pela companhia, de autorização para negociação de ações de emissão da companhia no Novo Mercado.

Informações Trimestrais em Inglês ou elaborada de Acordo com os Padrões Internacionais

A companhia deverá apresentar a íntegra das Informações Trimestrais traduzida para o idioma inglês ou, então, apresentar demonstrações financeiras ou demonstrações consolidadas, quando aplicável, de acordo com os padrões internacionais US GAAP ou IFRS. Para maiores informações, ver "Descrição do Capital Social – Publicação Periódica ou Ocasional de Informações" na página 246 deste Prospecto.

Esta apresentação de Informações deverá ser acompanhada de Parecer ou de Relatório de Revisão Especial dos Auditores Independentes e deverá ocorrer a partir da divulgação da primeira demonstração financeira elaborada de acordo com padrões internacionais US GAAP ou IFRS.

Requisitos Adicionais para as Informações Trimestrais – ITR

O Regulamento do Novo Mercado estipula algumas informações complementares que deverão conter no ITR. São elas: (i) apresentar o balanço patrimonial consolidado, a Demonstração do Resultado Consolidado e o Comentário de desempenho consolidado, se estiver obrigada a apresentar demonstrações consolidadas ao final do exercício social; (ii) informar a posição acionária de todo aquele que detiver mais de 5% do capital social da companhia, direta ou indiretamente, até o nível da pessoa física; (iii) informar de forma consolidada a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, os grupos de acionista controlador, administradores e membros do Conselho Fiscal; (iv) informar a evolução da participação das pessoas mencionadas no item iii, em relação aos respectivos valores mobiliários, nos doze meses anteriores; (v) incluir em notas explicativas, a demonstração dos fluxos de caixa anteriormente mencionados; (vi) informar a quantidade de ações em circulação e sua porcentagem em relação ao total de ações emitidas; e (vii) a existência e a vinculação à Cláusula Compromissória.

Requisitos adicionais para as Informações Anuais – IAN

São também requisitos do Novo Mercado a inclusão dos itens (iii), (iv), e (vii) do tópico "Requisitos Adicionais para as Informações Trimestrais" nas Informações Anuais da MPX no quadro "Outras Informações Consideradas Importantes para Melhor Entendimento da Companhia". Para maiores informações, ver "Descrição do Capital Social – Publicação Periódica ou Ocasional de Informações" na página 246 deste Prospecto.

Reunião Pública com Analistas

O Regulamento do Novo Mercado estipula que pelo menos uma vez ao ano, a companhia deve realizar reunião pública com analistas e quaisquer outros interessados, para divulgar informações quanto à sua respectiva situação econômico-financeira, projetos e perspectivas.

Calendário Anual

O Novo Mercado determina que as companhias devem enviar à BOVESPA e divulgar, até o fim de janeiro de cada ano, um calendário anual, informando sobre eventos corporativos programados, contendo informações sobre a companhia, o evento, data e hora de sua realização, a publicação e o envio do documento tratado no evento à BOVESPA. Eventuais alterações subseqüentes em relação aos eventos programados deverão ser enviadas à BOVESPA e divulgadas imediatamente.

Adicionalmente, o Novo Mercado determina que, caso o pedido de autorização para negociação ocorra o fim de janeiro, a companhia deverá apresentar à BOVESPA e divulgar o seu calendário anual de eventos corporativos até o dia anterior ao início da negociação.

Contratos com o mesmo grupo

Segundo o Regulamento do Novo Mercado, a companhia deve enviar à BOVESPA e divulgar informações de todo qualquer contrato celebrado entre a companhia e suas controladas e coligadas, seus administradores, seu acionista controlador, e, ainda, entre a companhia e sociedades controladas e coligadas dos administradores e do acionista controlador, assim como com outras sociedades que com qualquer dessas pessoas integre um mesmo grupo de fato ou direito, sempre que for atingido, num único contrato ou em contratos sucessivos, com ou sem o mesmo fim, em qualquer período de um ano, valor igual ou superior a R$200 mil, ou valor igual ou superior a 1% sobre o patrimônio líquido da companhia, considerando o maior.

Essas informações divulgadas deverão discriminar o objeto do contrato, o prazo, o valor, as condições de rescisão ou de término e a eventual influência do contrato sobre a administração ou a condução dos negócios da companhia. Para maiores informações, ver “Operações com Partes Relacionadas” na página 224 deste Prospecto.

DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Segue abaixo sumário descritivo de algumas disposições do nosso Estatuto Social, da Lei das Sociedades por Ações, e das regras da CVM referentes ao capital social da Companhia, administração, informações periódicas e eventuais, bem como de outros aspectos corporativos que se aplicam à Companhia.

Este sumário não é exaustivo com relação a qualquer dos assuntos aqui tratados, descrevendo em linhas gerais algumas disposições de nosso Estatuto Social, da Lei das Sociedades por Ações, das regras da CVM e do Novo Mercado.

A partir da aceitação das nossas ações para negociação no segmento Novo Mercado da BOVESPA, não poderemos emitir ações preferenciais ou com direito de voto restrito. Por este motivo, esta seção não abordará os direitos de acionistas preferencialistas. Ademais, para sairmos do Novo Mercado, teremos que realizar uma OPA. Para maiores informações, ver a seção "Descrição do Capital Social – Saída do Novo Mercado" na página 244 deste Prospecto.

GERAL

Atualmente, a Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil. A sede da Companhia está localizada na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro. A Companhia está devidamente registrada na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro sob o NIRE 33.3.0028402-8, e na CVM sob o n° [•].

Após a publicação do Anúncio de Início, as disposições do Regulamento do Novo Mercado serão aplicáveis a nós, quando determinadas disposições do Estatuto Social se tornarão eficazes.

CAPITAL SOCIAL

Na data deste Prospecto, o capital social da Companhia era de R$10.580.042,70, totalmente subscrito e integralizado, dividido em 4.809.110 ações ordinárias. De acordo com nosso Estatuto Social, nosso capital social poderá ser aumentado até o limite de nosso capital autorizado de R$1 bilhão, independentemente de aprovação dos acionistas, mediante deliberação do Conselho de Administração. Os nossos acionistas deverão aprovar em Assembléia Geral qualquer aumento de capital que exceda o limite do capital autorizado. De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, não poderemos emitir ações preferenciais, ou partes beneficiárias.

OBJETO SOCIAL

Conforme artigo 3º do nosso Estatuto Social, a temos por objeto social a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica e a participação como sócia, sócia-quotista ou acionista, no capital de outras sociedades civis ou comerciais, no país e no exterior, qualquer que seja o objeto social. Para atender ao nosso objeto social, poderemos constituir subsidiárias sob qualquer forma societária.

DIREITOS CONFERIDOS PELAS AÇÕES

Nosso capital social é composto por uma única classe de ações ordinárias. Cada ação ordinária confere ao respectivo titular direito a um voto nas Assembléias Gerais Ordinárias e Extraordinárias. De acordo com nosso Estatuto Social e com o contrato que firmamos com a BOVESPA para a listagem de nossas ações no Novo Mercado, não podemos emitir ações sem direito a voto ou com direitos de voto restritos. Além disso, de acordo com o nosso Estatuto Social e com a Lei das Sociedades por Ações, é conferido aos titulares das nossas ações direito ao recebimento de dividendos ou outras distribuições realizadas relativamente às ações ordinárias na proporção de suas participações no capital social total da Companhia. Para uma descrição mais detalhada a respeito do pagamento de dividendos e outras distribuições com relação às nossas ações, ver a seção "Alocação do Lucro Líquido e Distribuição de Dividendos – Pagamento de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio" na página 240 deste Prospecto. No caso de liquidação da nossa Companhia, nossos acionistas receberão os pagamentos relativos ao remanescente do nosso capital social, na proporção da sua participação no nosso capital social. Os acionistas têm direito de preferência na subscrição de novas ações emitidas pela Companhia, conforme conferido pela Lei das Sociedades por Ações, mas não estão obrigados a subscrever futuros aumentos de capital em nossa Companhia caso não o desejem. Para maiores informações, ver seção "Informações sobre a Oferta – Direitos, Vantagens e Restrições das Ações" na página 56 deste Prospecto.

De acordo com o Novo Mercado, nossas ações ordinárias possuem "tag-along", que possibilitam aos nossos acionistas, na ocasião da venda de nosso controle, receber por suas ações 100% do valor pago pelas ações do acionista controlador alienante.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o nosso Estatuto Social e nem tampouco as deliberações adotadas por nossos acionistas em Assembléias Gerais podem privar os acionistas dos seguintes direitos: (i) direito a participar na distribuição dos lucros; (ii) direito a participar, na proporção da sua participação no nosso capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; (iii) direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações descritas na seção "Direito de Preferência"; (iv) direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; e (v) direito a retirar-se da nossa Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações, incluindo fusão ou incorporação, conforme descrito na seção "Direito de Retirada e Resgate".

ASSEMBLÉIAS GERAIS

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nossos acionistas estão autorizados a decidir sobre todos os negócios relativos ao nosso objeto social e a deliberar sobre tudo o que julgarem conveniente à nossa defesa e desenvolvimento, quando reunidos em Assembléias Gerais regularmente convocadas e instaladas. Compete exclusivamente aos nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral Ordinária, a qual deverá ocorrer até 120 dias após o fim do exercício fiscal anterior, aprovar as demonstrações financeiras auditadas, deliberar sobre a destinação do lucro líquido e a distribuição de dividendos relativa ao exercício social imediatamente anterior, e eleger os nossos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal (quando sua instalação tiver sido solicitada nos termos da legislação aplicável).

Assembléias Gerais Extraordinárias podem ser realizadas concomitantemente com Assembléias Gerais Ordinárias, e a qualquer tempo ao longo do ano.

Nos termos da Lei de Sociedade por Ações, compete aos nossos acionistas decidir, exclusivamente em Assembléia Geral, as seguintes matérias:

- reforma do Estatuto Social;
- eleição e destituição, a qualquer tempo, dos administradores e fiscais da Companhia, exceto conforme estabelecido no artigo 142, § ,II da Lei de Sociedade por Ações e fixação de sua remuneração;
- tomada, anual, das contas dos administradores e deliberação sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;
- autorização para a emissão de debêntures, ressalvado o disposto no § 1º do art. 59 da Lei das Sociedades por Ações;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista;
- deliberar, de acordo com a proposta apresentada pelo Conselho de Administração, sobre a destinação do lucro do exercício e a distribuição de dividendos;
- deliberação sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;
- deliberação sobre transformação, fusão, incorporação e cisão da companhia, sua dissolução e liquidação, eleição e destituição de liquidantes, bem como a revisão de seus relatórios e os do Conselho Fiscal que esteja atuando durante nossa liquidação;
- eleger o liquidante, bem como os membros do Conselho Fiscal que deverá funcionar no período de liquidação;

- deliberar a saída do Novo Mercado da BOVESPA e o cancelamento do registro de companhia aberta, bem como contratar empresa especializada independente quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e seu acionista controlador, para elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado; e
- autorização aos administradores para confessar falência e iniciar procedimentos de recuperação judicial ou extrajudicial.

Quorum

Como regra geral, a Lei das Sociedades por Ações prevê que a Assembléia Geral será instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas que detenham, pelo menos, 25% do capital social e, em segunda convocação, caso tal quorum não seja alcançado, com qualquer número de acionistas. Caso os acionistas tenham sido convocados para deliberar sobre a reforma do nosso Estatuto Social, o quorum de instalação em primeira convocação será de pelo menos dois terços das ações com direito a voto e, em segunda convocação, de qualquer número de acionistas.

Adicionalmente, conforme o Regulamento do novo Mercado, na hipótese de cancelamento de registro de companhia aberta e de saída do Novo Mercado, a assembléia geral que escolher a empresa responsável pela elaboração do laudo deverá, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% do total das ações em circulação, ou que se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação. Para maiores informações, ver o item "Cancelamento de Registro de Companhia Aberta" desta Seção, na página 243 deste Prospecto. Nossos acionistas podem ser representados na Assembléia Geral por procurador constituído há menos de um ano da data da Assembléia Geral, que seja nosso acionista, administrador ou advogado, ou ainda por uma instituição financeira.

De modo geral, a aprovação de matérias deliberadas em Assembléias Gerais de acionistas se dá pelo voto afirmativo da maioria dos acionistas presentes ou representados por meio de procurador, sendo que as abstenções não são levadas em conta para efeito deste cálculo. No entanto, a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto é necessária, todavia, para a adoção das seguintes matérias:

- mudança do objeto da Companhia;
- fusão da Companhia ou incorporação em outra companhia;
- cisão da Companhia;
- participação em grupo de sociedades, como definido na Lei de Sociedades por Ações;
- cessação do estado de liquidação da Companhia;
- dissolução da Companhia; e
- incorporação de todas as nossas ações ao patrimônio de outra companhia brasileira.

Local da Realização de Assembléia Geral

Nossas Assembléias Gerais são realizadas em nossa sede na Cidade do Rio de Janeiro, no estado do Rio de Janeiro. A Lei das Sociedades por Ações permite que nossas Assembléias Gerais sejam realizadas fora de nossa sede, nas hipóteses de força maior, desde que elas sejam realizadas na cidade do Rio de Janeiro e a respectiva convocação contenha uma indicação expressa e inequívoca do local em que a Assembléia Geral deverá ocorrer.

Competência para Convocar Assembléias Gerais

Compete, ordinariamente, ao nosso Conselho de Administração convocar as Assembléias Gerais, ainda que elas possam ser convocadas pelas seguintes pessoas ou órgãos: (i) qualquer acionista, quando nossos administradores retardarem, por mais de 60 dias, a convocação contida em previsão legal ou estatutária; (ii) acionistas que representem 5%, no mínimo, do nosso capital social, caso nossos administradores deixem de convocar, no prazo de oito dias, uma Assembléia solicitada através de pedido que apresente as matérias a serem tratadas e esteja devidamente fundamentado; (iii) acionistas que representem 5%, no mínimo, do nosso capital social quando nosso Conselho de Administração não atenderem, no prazo de 8 dias, um pedido de convocação de Assembléia que tenha como finalidade a instalação do conselho fiscal; (iv) o Conselho Fiscal, se instalado, caso nosso Conselho de Administração retarde por mais de um mês da data estabelecida na Lei ou no nosso Estatuto para a realização da Assembléia Geral, a convocação da Assembléia Geral Ordinária, sendo que o Conselho Fiscal poderá também convocar uma Assembléia Geral Extraordinária sempre que ocorrerem motivos graves ou urgentes; e (v) o presidente do Conselho de Administração em até dois dia contados da determinação da Bovespa de que as cotações dos valores mobiliários de emissão da Companhia sejam divulgadas em separado ou que os valores mobiliários emitidos pela Companhia tenham a negociação suspensa no Novo Mercado em razão do descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado. Esta Assembléia Geral será convocada com a finalidade de substituir todo o Conselho de Administração.

Convocação de Assembléia Geral

A Lei das Sociedades por Ações exige que todas as nossas Assembléias Gerais sejam convocadas mediante três publicações no Diário Oficial, do Estado do Rio de Janeiro, bem como em outro jornal de grande circulação no mesmo Estado. Adicionalmente, a Companhia realiza suas publicações no jornal Valor Econômico. O prazo de antecedência da convocação será de, no mínimo, quinze dias da Assembléia, em primeira convocação, e de oito dias de antecedência, se em segunda convocação. Todavia, segundo nosso Estatuto Social as Assembléias Gerais para deliberação sobre a saída da Companhia do Novo Mercado ou para cancelamento do registro de companhia aberta deverão ser convocadas com antecedência mínima de 30 dias. A CVM poderá, em determinadas circunstâncias, e a pedido de qualquer acionista, requerer que a primeira convocação para nossas Assembléias Gerais de acionistas seja feita em até 30 dias antes da realização da respectiva Assembléia Geral. A CVM poderá ainda, a pedido de qualquer acionista, interromper, por até 15 dias, o curso do prazo de antecedência da convocação da Assembléia Geral Extraordinária, a fim de conhecer e analisar as propostas a serem submetidas à Assembléia. O edital de convocação de Assembléia geral deverá conter, além do local, data e hora da Assembléia, a ordem do dia e, no caso de reforma do estatuto, a indicação da matéria.

Legitimação e Representação

As pessoas presentes à Assembléia Geral deverão comprovar, com até 72 horas de antecedência das Assembléias Gerais, a sua qualidade de acionista e sua titularidade das ações com relação às quais pretendem exercer o direito de voto por meio da apresentação do seu documento de identidade, e, conforme o caso, apresentar comprovante expedido pela instituição depositária das ações escriturais. Nossos acionistas podem ser representados na Assembléia Geral por procurador constituído há menos de um ano da data da Assembléia Geral, que seja nosso acionista, administrador ou advogado, ou ainda por uma instituição financeira.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

De acordo com o nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração é composto de, no mínimo, 5 (cinco), e no máximo 11 (onze) membros, sendo que destes, no mínimo 20% devem ser conselheiros independentes. Nossos conselheiros são eleitos pelos nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral Ordinária ou em Assembléia Geral Extraordinária de acionistas, conforme o caso, para um mandato unificado de dois anos, sendo permitida a reeleição. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada conselheiro deve ser titular de, pelo menos, uma ação de emissão da Companhia.

É assegurado pela Lei das Sociedades por Ações ao acionista ou grupo de acionistas vinculados por acordo de voto que detenham mais que 50% das ações com direito a voto, o direito de eleger conselheiros em número igual ao dos eleitos pelos demais acionistas, mais 1 (um), independentemente do número de conselheiros que, segundo o Estatuto, componha o órgão. A Lei das Sociedades por Ações permite a adoção do processo de voto múltiplo, mediante requerimento por acionistas representando, no mínimo, 10% do capital votante da companhia, atribuindo-se para cada ação tantos votos quantos sejam os membros do Conselho de Administração, sendo reconhecido aos acionistas o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

Segundo a Instrução da CVM nº 282, de 26 de junho de 1998, o percentual mínimo do capital votante exigido para que se solicite a adoção do processo de voto múltiplo em companhias abertas pode ser reduzido para menos de 10% em função do valor do capital social.

Caso não haja solicitação de voto múltiplo, na forma da lei, para eleição dos membros do Conselho de Administração, a Assembléia Geral deverá votar através de chapas registradas previamente na mesa, as quais assegurarão aos acionistas que detenham, individualmente ou em bloco, 15% ou mais das ações da Companhia, em votação em separado, o direito de indicar um membro.

Caso tenha sido solicitado o processo de voto múltiplo, cada acionista poderá votar em um ou mais membros do Conselho, sendo que cada ação ordinária dará direito a um voto na Assembléia de acionistas, e cada acionista poderá votar em quantos membros desejar.

Operações de Interesse para os Administradores

A Lei das Sociedades por Ações proíbe qualquer conselheiro ou diretor de:

- praticar ato de liberalidade à custa da Companhia, salvo por atos gratuitos razoáveis em benefício dos empregados ou da comunidade de que participe a Companhia, sem autorização do Conselho de Administração ou da Diretoria;
- receber de terceiros, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta, sem autorização do Estatuto Social da Companhia ou concedida através de Assembléia Geral;
- sem prévia autorização da Assembléia Geral ou do Conselho de Administração, tomar por empréstimo recursos ou bens da Companhia, ou usar, em proveito próprio, de terceiros ou de sociedade em que tenha interesse, os seus bens, serviços ou crédito;
- intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que tomarem a respeito;
- usar, em benefício próprio ou de outrem, com ou sem prejuízo para a Companhia, as oportunidades comerciais de que tenha conhecimento em razão do exercício de seu cargo;
- omitir-se no exercício ou proteção de direitos da Companhia ou, visando à obtenção de vantagens, para si ou para outrem, deixar de aproveitar as oportunidades de negócio de interesse da Companhia; e
- adquirir, para revender com lucro, bem ou direito que sabe ser necessário à Companhia, ou que esta pretenda adquirir.

ALOCAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO E DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS

Antes de cada Assembléia Geral Ordinária, a nossa administração deverá preparar uma proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício, se existente, do social anterior, que será objeto de deliberação por nossos acionistas. Para fins da Lei das Sociedades por Ações, lucro líquido é definido como o resultado do exercício depois de deduzido o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido para o referido exercício social, líquido de quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e de quaisquer valores destinados ao pagamento de participações estatutárias de colaboradores e administradores no lucro da Companhia. A participação dos colaboradores e administradores nos lucros da Companhia, quando atribuída, não excederá o valor total da remuneração anual dos administradores, nem 10% (dez por cento) do lucro ajustado do exercício.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido poderá ser destinado à reserva de lucros e ao pagamento de dividendos.

RESERVAS DE LUCROS E DE CAPITAL

A reserva de lucros compreende a reserva legal, reserva para contingências, reserva para retenção de lucros, reserva de lucros a realizar, e reserva estatutária.

Reserva Legal. De acordo com a Lei de Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, estamos obrigados a manter reserva legal, à qual devemos destinar 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor da reserva seja igual a 20% do nosso capital social. Não obstante, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que a reserva legal, quando acrescida às outras reservas de capital constituídas, exceder 30% do capital social da Companhia. Os valores da reserva legal podem ser utilizados para compensar prejuízos ou aumentar o nosso capital social, não estando, porém, disponíveis para pagamento de dividendos. Em 31 de dezembro de 2006, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva legal.

Reserva para Contingências. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, parte do lucro líquido poderá ser destinada à reserva para contingências com a finalidade de compensar antecipar prejuízos possíveis em exercício futuro. Qualquer valor assim destinado em exercício anterior deverá ser revertido no exercício social em que a perda que tenha sido antecipada, não venha, de fato, a ocorrer, ou deverá ser baixado na hipótese de a perda antecipada efetivamente ocorrer. Em 31 de dezembro de 2006, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva para contingências.

Reserva de Retenção de Lucros. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Assembléia Geral poderá deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital para a realização de investimentos. Quando as reservas de retenção de lucros perduram por mais de um ano, é necessário que nossos acionistas a revejam. A destinação de parte do lucro líquido para a reserva de retenção de lucros não pode ocorrer em detrimento do pagamento do dividendo obrigatório. Em 31 de dezembro de 2006, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva de retenção de lucros.

Reserva de Lucros a Realizar. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, no exercício social em que o valor do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido, o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar, mediante aprovação pelos nossos acionistas. Considera-se realizada a parcela do lucro líquido do exercício que exceder a soma dos seguintes valores (i) o resultado líquido positivo, se houver, calculado pelo método da equivalência patrimonial para lucros e prejuízos das nossas subsidiárias e certas empresas associadas, se houver; e (ii) o lucro, ganho ou rendimento em operações cujo prazo de realização financeira ocorra após o término do exercício social seguinte. Os lucros registrados na reserva de lucros a realizar devem ser acrescidos ao primeiro dividendo declarado após a sua realização. Em 31 de dezembro de 2006, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva de lucros a realizar.

Reserva Estatutária. Segundo a Lei das Sociedades por Ações, nosso Estatuto Social poderá criar reservas estatutárias desde que indique a finalidade, critérios de constituição e limite máximo da reserva. Nosso Estatuto Social prevê uma Reserva para Investimento e Expansão, que tem por finalidade reforçar nosso capital social e de giro, objetivando assegurar adequadas condições operacionais. Para a referida reserva estatutária, é destinado 75% do lucro líquido do exercício, após as deduções previstas no art. 202 da Lei das Sociedades por Ações e a distribuição do dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido. Em 31 de dezembro de 2006, não alocamos quaisquer recursos para nossa Reserva para Investimento e Expansão.

O saldo das reservas de lucros, excetuada a reserva de lucros a realizar, não poderá ultrapassar o valor do capital social da Companhia. Uma vez atingido esse limite máximo, nossos acionistas poderão deliberar sobre a aplicação do excesso na integralização ou no aumento do nosso capital social, ou na distribuição de dividendos.

Reserva de Capital. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a reserva de capital consiste em (i) absorção de prejuízos que ultrapassarem os lucros acumulados e a reserva de lucros; (ii) o resgate, reembolso ou compra de ações; (iii) o resgate das ações do fundador; (iv) aumento do capital; e (v) pagamento de dividendos referentes a ações preferenciais caso estas especificarem esses dividendos. As quantias destinadas à nossa reserva de capital não são consideradas para efeito da determinação do dividendo obrigatório. Com a adesão da Companhia ao Novo Mercado, a mesma não poderá emitir partes beneficiárias.

PAGAMENTO DE DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

O Estatuto Social de uma companhia brasileira deve especificar um percentual mínimo do lucro disponível para distribuição que deve ser pago aos acionistas a título de dividendo obrigatório, ainda que ele possa ser pago sob a forma de juros sobre o capital próprio.

Em linha com a Lei das Sociedades por Ações, o dividendo obrigatório fixado em nosso Estatuto Social equivale a um percentual não inferior a 25% do lucro líquido anual ajustado na forma do Artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações. O pagamento do dividendo obrigatório, todavia, poderá ser limitado ao montante do lucro líquido do exercício que tiver sido realizado, desde que a diferença seja registrada como lucros a realizar. Para maiores informações, ver o item "Reserva de Lucros a Realizar", acima, na página 239 deste Prospecto. O cálculo do lucro líquido da Companhia, bem como sua destinação para as reservas de lucro e de capital, é feito com base nas nossas demonstrações financeiras anuais, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. A participação dos nossos administradores no lucro líquido da Companhia não pode exceder a remuneração anual dos administradores nem um décimo dos lucros, o que for menor.

A Lei das Sociedades por Ações permite, entretanto, que uma companhia aberta suspenda a distribuição obrigatória de dividendos, caso a Assembléia Geral aprove a recomendação dos órgãos da administração no sentido de que a distribuição seria desaconselhável em vista da condição financeira da companhia. O conselho fiscal, se em funcionamento, deve dar parecer à recomendação dos órgãos da administração. Nessa hipótese, a nossa administração deverá apresentar justificativa à CVM para a suspensão. Os lucros não distribuídos em razão da suspensão na forma acima mencionada serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subseqüentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da companhia assim o permita.

Por deliberação de nosso Conselho de Administração, o dividendo obrigatório pode ser pago também a título de juros sobre o capital próprio, tratado como despesa dedutível para fins de imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre o lucro líquido.

Dividendos. Estamos obrigados pela Lei das Sociedades por Ações e por nosso Estatuto Social a realizar Assembléia Geral Ordinária até o quarto mês subseqüente ao encerramento de cada exercício social na qual, entre outras coisas, os acionistas terão que deliberar sobre a distribuição de dividendo anual. O pagamento de dividendos anuais toma por base as demonstrações financeiras auditadas, referentes ao exercício social imediatamente anterior.

Os titulares de ações na data em que o dividendo for declarado farão jus ao recebimento dos dividendos. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o dividendo anual deve ser pago no prazo de 60 dias a contar de sua declaração, a menos que a deliberação de acionistas estabeleça outra data de pagamento que, em qualquer hipótese, deverá ocorrer antes do encerramento do exercício social em que o dividendo tenha sido declarado.

Nosso Estatuto Social não estabelece que o valor do pagamento de dividendo seja corrigido por conta da inflação.

Para reclamar dividendos (ou pagamentos de juros sobre capital próprio) referentes às suas ações, os acionistas têm prazo de três anos, contados da data em que os dividendos ou juros sobre capital próprio tenham sido postos a sua disposição, após o qual o valor dos dividendos ou juros sobre capital próprio não reclamados reverterão em favor da Companhia.

Nosso Conselho de Administração pode declarar dividendos intermediários ou juros sobre capital próprio, à conta de lucros apurados em balanço semestral. Adicionalmente, nosso Conselho de Administração pode declarar dividendos ou juros sobre capital próprio com base nos lucros apurados em tais balanços, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital previstas no parágrafo 1º do art. 182 da Lei das Sociedades por Ações. O Conselho de Administração poderá, ainda, pagar dividendos intermediários ou juros sobre o capital próprio à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. Os pagamentos de dividendos intermediários ou juros sobre capital próprio constituem antecipação do valor de dividendos obrigatórios relativos ao lucro líquido do final do exercício em que os dividendos intermediários foram pagos.

Nos últimos cinco anos, não distribuímos dividendos aos nossos acionistas. Em 10 de maio de 2004, capitalizamos lucros acumulados no montante de R$85.024 milhões, aumentando nosso capital social.

Juros sobre o capital próprio. Desde 1º de janeiro de 1996, as companhias brasileiras estão autorizadas a pagar juros sobre o capital próprio limitados a titulares de participações acionárias e considerar tais pagamentos dedutíveis para efeito do imposto de renda de pessoa jurídica e, desde 1998, também para efeito da contribuição social sobre o lucro líquido. A dedução fica limitada ao que for maior entre (i) 50% do nosso lucro líquido (após a dedução da contribuição social sobre o lucro líquido e antes de se considerar a referida distribuição e quaisquer deduções referentes ao imposto de renda) do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado, e (ii) 50% de nossos lucros acumulados. O pagamento de juros sobre o capital próprio é realizado como forma alternativa de pagamento de dividendos. Os juros sobre o capital próprio ficam limitados à variação pro rata die da Taxa de Juros de Longo Prazo, ou TJLP. O valor pago a título de juros sobre o capital próprio, líquido de imposto de renda, poderá ser imputado como parte do valor do dividendo obrigatório. De acordo com a legislação aplicável, somos obrigados a pagar aos acionistas valor suficiente para assegurar que a quantia líquida recebida por eles a título de juros sobre o capital próprio, descontado o pagamento do imposto retido na fonte, acrescida do valor dos dividendos declarados, seja equivalente ao menos ao montante do dividendo obrigatório.

Nos últimos cinco anos, não pagamos juros sobre capital próprio aos nossos acionistas.

Política de Dividendos

Sem prejuízo do direito de a nossa administração propor a constituição de quaisquer reservas previstas em leis ou no Estatuto Social, e observados o melhor interesse e a saúde financeira da Companhia, distribuiremos como dividendo entre todas as ações, em cada exercício social, pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei de Sociedades por Ações.

Direito de Retirada

Qualquer um de nossos acionistas dissidentes de certas deliberações tomadas em Assembléia Geral poderá retirar-se da Companhia. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirada poderá ser exercido, nas seguintes circunstâncias:

- nossa cisão (conforme descrito a seguir);
- redução do nosso dividendo obrigatório;
- mudança do nosso objeto social;

- nossa fusão ou incorporação em outra sociedade;
- incorporação de ações envolvendo a Companhia nos termos do artigo 252 da Lei da Sociedade por Ações;
- nossa participação em um grupo de sociedades, conforme tal expressão é utilizada na Lei das Sociedades por Ações; e
- aquisição, por nós, do controle de qualquer sociedade caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos no §2º do artigo 256 da Lei das Sociedades por Ações.

A Lei das Sociedades por Ações estabelece, ainda, que a nossa cisão ensejará direito de retirada apenas nos casos em que ela ocasionar:

- a mudança do nosso objeto, salvo quando o patrimônio cindido for vertido para sociedade cuja atividade preponderante coincida com a decorrente do nosso objeto social;
- a redução do nosso dividendo obrigatório; ou
- a nossa participação em um grupo de sociedades, conforme tal expressão é utilizada na Lei das Sociedades por Ações.

Nos casos de: (i) nossa fusão ou incorporação, em outra companhia; (ii) nossa participação em um grupo de sociedades; (iii) aquisição, pela Companhia, da totalidade das ações de outra companhia para torná-la nossa subsidiária integral, ou alienação, pelos nossos acionistas, da totalidade de nossas ações para outra companhia para nos tornarmos subsidiária integral desta outra companhia; ou (iv) aquisição, pela Companhia, do controle de qualquer sociedade caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos no §2º do artigo 256 da Lei das Sociedades por Ações, nossos acionistas não terão direito de retirada caso suas ações (a) tenham liquidez, ou seja, integrem o IBOVESPA ou o índice de qualquer outra bolsa, conforme definido pela CVM, e (b) tenham dispersão, de forma que o acionista controlador, a sociedade controladora ou outras sociedades sob controle comum detenham menos da metade das ações da espécie ou classe objeto do direito de retirada.

O direito de retirada deverá ser exercido no prazo de até 30 dias contado da publicação da ata da Assembléia Geral em questão. Adicionalmente, temos o direito de reconsiderar qualquer deliberação que tenha ensejado direito de retirada, nos dez dias subseqüentes ao término do prazo de exercício desse direito, se entendermos que o pagamento do preço do reembolso das ações aos acionistas dissidentes colocaria em risco nossa estabilidade financeira.

No caso do exercício do direito de retirada, os acionistas terão direito a receber o valor patrimonial de suas ações, com base no último balanço aprovado pela Assembléia Geral. Se, todavia, a deliberação que ensejou o direito de retirada tiver ocorrido mais de 60 dias depois da data do último balanço aprovado, o acionista poderá solicitar levantamento de balanço especial em data que obedeça ao prazo de 60 dias, para determinação do valor de suas ações. Neste caso, devemos pagar imediatamente 80% do valor de reembolso calculado com base no último balanço aprovado por nossos acionistas, e o saldo no prazo de 120 dias a contar da data da deliberação da Assembléia Geral.

Resgate

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Companhia poderá resgatar ações de sua emissão, mediante aprovação por acionistas reunidos em Assembléia Geral que representem, no mínimo, 50% do capital social. O resgate de ações deverá ser pago com nossos lucros acumulados, reserva de lucros ou reserva de capital.

Na hipótese de o resgate não abranger a totalidade das ações de emissão da Companhia, o resgate será feito mediante sorteio. Sorteadas ações custodiadas, a instituição financeira especificará, mediante rateio, as ações resgatadas, se outra forma não estiver prevista no contrato de custódia.

Registro de Nossas Ações

Nossas ações ordinárias são mantidas sob a forma escritural junto ao Banco Itaú S.A. A transferência de nossas ações será realizada por meio de um lançamento pelo Banco Itaú S.A. em seus sistemas de registro a débito da conta de ações do alienante e a crédito da conta de ações do adquirente, mediante ordem por escrito do alienante ou mediante ordem ou autorização judicial.

Direito de Preferência

Exceto nas hipóteses abaixo listadas, nossos acionistas possuem direito de preferência na subscrição de ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua participação acionária à época do referido aumento de capital, exceto nos casos de outorga ou de exercício de qualquer opção de compra ou subscrição de ações, bem como nos casos de conversão de debêntures em ações. Nossos acionistas também possuem direito de preferência na subscrição de debêntures conversíveis e em qualquer oferta de nossas ações ou bônus de subscrição. Concede-se prazo não inferior a 30 dias contado da publicação de aviso aos acionistas para o exercício do direito de preferência, sendo que este direito pode ser alienado ou transferido pelo acionista. Nos termos do artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações e do nosso Estatuto Social, o nosso Conselho de Administração poderá excluir ou reduzir o direito de preferência de nossos acionistas nas emissões de ações, debêntures conversíveis e bônus de subscrição até o limite do capital autorizado, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou subscrição pública ou através de permuta por ações, em oferta pública de aquisição de controle, com o objetivo de adquirir o controle de outra empresa.

Arbitragem

A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Cancelamento de Registro de Companhia Aberta

O cancelamento do registro de companhia aberta por decisão do Acionista Controlador ou Grupo de Acionistas Controlador só pode ocorrer caso o realizemos uma OPA de todas as ações em circulação, de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações e observados os regulamentos, normas da CVM e Regulamento do Novo Mercado. O preço mínimo ofertado pelas ações na OPA corresponderá, obrigatoriamente, ao valor econômico dessas ações, conforme determinado por laudo elaborado por empresa especializada.

O laudo de avaliação será elaborado por sociedade especializada e independente quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e acionista controlador, com experiência comprovada, que será escolhida pela Assembléia Geral a partir de lista tríplice apresentada pelo nosso Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação ser tomada por maioria absoluta de votos das ações em circulação dos acionistas presentes. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo ofertante. A assembléia geral que escolher a empresa responsável pela elaboração do laudo deverá, se instalada em primeira convocação, contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% do total das ações em circulação, ou que se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

É assegurada a revisão do valor da Oferta, no caso de titulares de no mínimo 10% das ações em circulação no mercado requererem aos nossos administradores que convoquem Assembléia Especial dos acionistas para deliberar sobre a realização de nova avaliação pelo mesmo ou por outro critério, para efeito de determinação do valor de avaliação da nossa Companhia. Tal requerimento deverá ser apresentado no prazo de 15 dias da divulgação do valor das ações da OPA. Os acionistas que requisitarem a realização de nova avaliação, bem como aqueles que votarem a seu favor, deverão nos ressarcir pelos custos incorridos, caso o novo valor seja inferior ou igual ao valor inicial da Oferta. No entanto, caso o valor apurado na segunda avaliação seja maior, a OPA deverá obrigatoriamente adotar esse maior valor.

Saída do Novo Mercado

Podemos, a qualquer momento, requerer o cancelamento de nossa listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em Assembléia Geral por acionistas que representem a maioria das nossas ações, e desde que a BOVESPA seja informada por escrito com no mínimo 30 dias de antecedência. Tal deliberação deverá especificar se a saída ocorre porque os valores mobiliários por nós emitidos passarão a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou se em razão do cancelamento do nosso registro de companhia aberta. Nossa saída do Novo Mercado não implicará a perda da nossa condição de companhia aberta registrada na BOVESPA.

Se ocorrer a nossa saída do Novo Mercado por deliberação dos acionistas reunidos em Assembléia Geral, para que nossas ações passem a ter registro de negociação fora do Novo Mercado, o Acionista Controlador ou Grupo de Acionistas Controlador deverá realizar OPA, no prazo estipulado pela Lei de Sociedade por Ações e no Regulamento do Novo Mercado, se a saída ocorrer para a negociação das ações fora do Novo Mercado ou se decorrer de deliberação aprovando a reorganização societária na qual as ações da companhia resultante de tal reorganização não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado. O preço da OPA corresponderá ao valor econômico apurado, mediante elaboração de laudo de avaliação por sociedade especializada e independente, com experiência comprovada, que será escolhida pela Assembléia Geral a partir de lista tríplice apresentada pelo nosso Conselho de Administração. A Assembléia Geral que escolher a empresa responsável pela elaboração do laudo deverá, se instalada em primeira convocação, contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% do total das ações em circulação, ou que se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação. A deliberação será tomada por maioria absoluta de votos das ações em circulação dos acionistas presentes, não se computando os votos em branco. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo ofertante.

A OPA deve ser comunicada à BOVESPA e imediatamente divulgada ao mercado após a Assembléia Geral que aprovou nossa saída do Novo Mercado.

Nos termos do Regulamento do Novo Mercado, caso o nosso controle seja alienado nos 12 meses subseqüentes à nossa saída do Novo Mercado, o acionista controlador alienante e o comprador, conjunta e solidariamente, deverão oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo acionista controlador alienante, devidamente atualizado.

Após uma eventual saída do Novo Mercado, não poderemos solicitar a listagem de valores mobiliários de emissão da Companhia no Novo Mercado pelo período de dois anos subseqüentes ao cancelamento, a menos que ocorra uma alienação do nosso controle após nossa saída do Novo Mercado.

Alienação de Controle

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, a alienação de nosso Controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente do poder de controle se obrigue a efetivar, dentro do prazo estipulado pela Lei de Sociedades por Ações e pelo Regulamento do Novo Mercado, uma OPA das demais ações dos nossos outros acionistas nos mesmos termos e condições concedidas ao Controlador alienante.

A OPA é exigida, ainda:

- quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou de direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do nosso Controle;
- quando, ocorrer a transferência indireta do nosso controle; e
- quando aquele que já detiver nossas ações, adquirir o Poder de Controle em razão de contrato particular de compra de ações. Nesse caso, o Acionista Adquirente estará obrigado a concretizar OPA pelos mesmos termos e condições oferecidos ao acionista alienante e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa, nos 6 meses anteriores à data da alienação do Controle. O valor do ressarcimento é a diferença entre o preço pago ao Acionista Controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações, nesse período, devidamente atualizado.

O comprador, quando necessário, deverá tomar as medidas cabíveis para recompor, dentro dos seis meses subseqüentes, o percentual mínimo de 25% de ações em circulação no mercado.

A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o comprador do poder de controle, ou para aquele que vier a deter o poder de controle enquanto este não subscrever o termo de anuência dos controladores.

A Companhia não registrará acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle enquanto os seus signatários não subscreverem o termo de anuência dos controladores.

Ofertas Públicas de Aquisição de Ações

Nosso Estatuto Social prevê que, caso haja a configuração em um mesmo momento de mais de uma das situações acima descritas que ensejam a realização de oferta publica de aquisição de ações, será facultada a formulação de uma única OPA visando a mais de uma finalidade, desde que seja possível compatibilizar os procedimentos de todas as modalidades de OPA, e não haja prejuízo para os destinatários da oferta e seja obtida a autorização da CVM quando exigida pela legislação aplicável.

Adicionalmente, nosso Estatuto Social permite que a Companhia ou os acionistas responsáveis pela realização de qualquer das OPAs mencionadas nesta seção de Descrição do Capital Social, assegurem sua efetivação por intermédio de qualquer acionista, terceiro e conforme o caso, por nós. Nós ou o acionista responsável, conforme o caso, não nos eximimos de responsabilidade de realizar a OPA até que a mesma seja concluída com observância das regras aplicáveis.

Negociação de Valores Mobiliários de Nossa Própria Emissão

Até a data deste Prospecto, não havíamos aprovado nossa política de negociação de valores mobiliários de nossa emissão.

A decisão de comprar ações de emissão própria para manutenção em tesouraria ou para cancelamento não pode, dentre outras:

- resultar na redução do nosso capital social;
- requerer a utilização de recursos superiores ao saldo de lucros ou reservas disponíveis (excluídas a reserva legal, reserva de lucros a realizar, reserva de reavaliação, e reserva especial para dividendo obrigatório), constantes do último balanço;
- criar, direta ou indiretamente, qualquer demanda, oferta ou condição do preço por ação artificial, ou utilizar-se de qualquer prática injusta, como conseqüência de uma ação ou omissão;
- ser conduzida paralelamente a uma OPA; ou
- ser utilizada para a compra de ações não integralizadas ou detidas por nosso acionista controlador.

Não podemos manter em tesouraria mais do que 10% de nossas ações em circulação no mercado, incluindo as ações detidas por nossas subsidiárias e coligadas.

Até a data deste Prospecto, não havia nenhuma ação de nossa emissão em tesouraria.

Qualquer compra de ações de emissão da Companhia por nossa parte deve ser realizada em bolsa, e não pode ser feita por meio de operações privadas exceto se previamente aprovada pela CVM. O preço de compra das ações não poderá exceder o preço de mercado. Podemos também comprar ações de nossa emissão na hipótese de deixarmos de ser uma companhia aberta. Adicionalmente, podemos comprar ou emitir opções de compra ou de venda relacionadas às ações de emissão da Companhia.

Divulgação de Informações

Deveremos atender às exigências relativas à divulgação de informações previstas na Lei das Sociedades por Ações e nos atos normativos expedidos pela CVM.

Publicação Periódica ou Ocasional de Informações

De acordo com a legislação aplicável, devemos fornecer certas informações à CVM e à BOVESPA periodicamente, inclusive informações anuais e relatórios e informações trimestrais, pela nossa administração e auditores independentes, como publicação de anúncios de assembléias anuais de acionistas, minutas das assembléias de acionistas e quaisquer acordos de acionistas.

Divulgação de negociação por parte de acionista controlador, conselheiro, diretor e membro do Conselho Fiscal

De acordo com a legislação brasileira e com o Regulamento do Novo Mercado, nosso acionista controlador, administradores e membros do Conselho fiscal, assim como qualquer outro órgão técnico ou consultivo, ficam obrigados a comunicar à CVM e à BOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, ou de pessoas a eles relacionadas, inclusive seus derivativos, e qualquer negociação subseqüente envolvendo tais valores mobiliários ou derivativos. Estas informações, incluindo preço, data da operação, etc., deverão ser comunicadas em detalhe à BOVESPA e à CVM no prazo de 10 dias a contar do final de cada mês.

Divulgação de fatos relevantes

De acordo com a legislação brasileira, devemos informar à CVM e à BOVESPA a ocorrência de qualquer ato ou fato relevante que diga respeito aos nossos negócios. Devemos também publicar um aviso sobre tal ato ou fato. Um ato ou fato é considerado relevante se puder influenciar a cotação dos valores mobiliários de nossa, a decisão de investidores de negociar os valores mobiliários de nossa emissão ou a decisão de investidores de exercer quaisquer direitos na qualidade de titulares de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Em circunstâncias especiais, podemos submeter à CVM um pedido de tratamento confidencial com relação a um ato ou fato relevante.

Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC

O "Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa", editado pelo IBGC, objetiva indicar os caminhos para todos os tipos de sociedade visando a (i) aumentar o valor da sociedade; (ii) melhorar seu desempenho; (iii) facilitar seu acesso ao capital a custos mais baixos; e (iv) contribuir para sua perenidade; sendo que os princípios básicos inerentes a esta prática são a transparência, a eqüidade, a prestação de contas e a responsabilidade corporativa. Dentre as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em tal código, adotamos:

- emissão exclusiva de ações ordinárias;
- política "uma ação igual a um voto";
- contratação de empresa de auditoria independente para a análise de balanços e demonstrativos financeiros, sendo que esta mesma empresa não é contratada para prestar outros serviços, assegurando a total dependência;
- estatuto social claro quanto à (i) forma de convocação da Assembléia Geral; (ii) competências do Conselho de Administração e da Diretoria; (iii) sistema de votação, eleição, destituição e mandato dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria;
- transparência na divulgação dos relatórios anuais da Administração;
- convocações de assembléia e documentação pertinente disponíveis desde a data da primeira convocação, com detalhamento das matérias da ordem do dia, sem a inclusão da rubrica "outros assuntos" e sempre visando a realização de assembléias em horários e locais que permitam a presença do maior número possível de acionistas;
- fazer constar votos dissidentes nas atas de assembléias ou reuniões, quando solicitado;
- previsão estatutária de abstenção de voto de acionistas em caso de conflito de interesses;
- vedação ao uso de informações privilegiadas e existência de política de divulgação de informações relevantes;
- previsão estatutária de arbitragem como forma de solução de eventuais conflitos entre acionistas e Companhia;
- dispersão de ações (*free float*), visando a liquidez dos títulos;
- conselheiros com experiência em questões operacionais e financeiras e experiência em participação em outros conselhos de administração;
- disponibilidade de acesso aos termos do acordo de acionistas a todos os demais sócios da Companhia; e
- previsão estatutária de vedação ao acesso de informações e de direito de voto de conselheiros em situações de conflito de interesse.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

3. Anexos

Estudo de Viabilidade
Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto
Estatuto Social
Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 21 de novembro de 2007, aprovando a Oferta
Informações Anuais relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, somente as informações não constantes do Prospecto

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ESTUDO DE VIABILIDADE

CONSOLIDADO

20 de novembro de 2007

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 260
2. A REGULAÇÃO BRASILEIRA E OS MOTORES DA OFERTA DE ENERGIA NOVA 262
2.1. INTRODUÇÃO (UMA BREVE HISTÓRIA) 262
2.2. AS DUAS REGRAS BÁSICAS PARA SEGURANÇA DE SUPRIMENTO 264
2.3. CONSUMIDORES REGULADOS E DESREGULADOS 266
2.4. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO 267
2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR) 267
2.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL) 268
2.4.3 Evolução Histórica dos Consumidores Livres 270
2.5. LEILÕES PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO 272
2.6. LEILÕES DE ENERGIA NOVA E DE ENERGIA EXISTENTE 273
2.6.1 Leilões de Energia Nova 273
2.6.2 Leilões de energia existente 275
2.6.3 Leilões de energia alternativa 275
2.6.4 Leilão de Geração Distribuída (GD) 276
2.6.5 Leilão de Ajuste 276
2.6.6 Resumo dos leilões 276
2.7. REGRAS DO LEILÃO 277
2.7.1 Declaração de demanda 277
2.7.2 "Menu" de projetos candidatos – Leilão EN 277
2.7.3 Estrutura do leilão e escolha do vencedor – Leilões de Energia Nova e Existente 278
2.7.4 Concessão de Usinas Hidrelétricas nos Leilões de Energia Nova 278
2.7.5 Papel do Governo no leilão 278
2.8.1 Tipos de Contratos 278
2.8.2 Condições e duração do contrato 279
2.8.3 Indexação do contrato 280
2.9. FUNCIONAMENTO DOS LEILÕES 281
2.9.1 Esquema dos Leilões 281
2.9.2 Lances no leilão de contratos por quantidade 282
2.9.3 Lances no leilão de contratos por disponibilidade 282
2.10. IMPLEMENTAÇÃO DOS LEILÕES E RESULTADOS 285
2.11. O MERCADO CHILENO DE ENERGIA ELÉTRICA 288
2.12. PREÇOS FUTUROS PARA CONTRATAÇÃO NO MERCADO BRASILEIRO 291
2.12.1 Mercado Regulado 291
2.12.2 Mercado Livre 292
2.13. ESTRATÉGIA BÁSICA PARA COMERCIALIZAÇÃO NO SIN 295
2.14. JUSTIFICATIVA DO CARVÃO MINERAL COMO COMBUSTÍVEL PARA AS TERMELÉTRICAS NO BRASIL 297
3. AVALIAÇÕES DOS PROJETOS 299
3.1. UTE MPX (PECÉM) 299
3.1.1 Descrição da Usina 299

3.1.2 Equipamentos Principais *300*
3.1.3 Suprimento de Combustível *301*
3.1.4 Água e Água Residual *301*
3.1.5 Interconexão Elétrica *302*
3.1.6 Considerações Ambientais *302*
3.1.7 Dados Financeiros *307*
3.1.8 Avaliação dos Riscos Identificados *312*
3.2. UTE TERMOMARANHÃO 314
3.2.1 Descrição da Usina *314*
3.2.2 Equipamentos Principais *314*
3.2.3 Suprimento de Combustível *316*
3.2.4 Água e Água Residual *316*
3.2.5 Interconexão Elétrica *316*
3.2.6 Considerações Ambientais *317*
3.2.7 Dados Financeiros *323*
3.2.8 Avaliação dos Riscos Identificados *328*
3.3. UTE PORTO DO AÇU 330
3.3.1 Descrição *330*
3.3.2 Equipamentos Principais *330*
3.3.3 Suprimento de Combustível *331*
3.3.4 Água e Água Residual *332*
3.3.5 Interconexão Elétrica *332*
3.3.6 Considerações Ambientais *332*
3.3.7 Dados Financeiros *338*
3.3.8 Avaliação dos Riscos Identificados *346*
3.4. UTE CASTILLA 349
3.4.1 Descrição da Usina *349*
3.4.2 Equipamentos Principais *349*
3.4.3 Suprimento de Combustível *350*
3.4.4 Água e Água Residual *351*
3.4.5 Interconexão Elétrica *351*
3.4.6 Considerações Ambientais *352*
3.4.7 Dados Financeiros *357*
3.4.8 Avaliação dos Riscos Identificados *361*
3.5. UTE SEIVAL II 363
3.5.1 Descrição da Usina *363*
3.5.2 Equipamentos Principais *363*
3.5.3 Suprimento de Combustível *365*
3.5.4 Água e Água Residual *365*
3.5.5 Interconexão Elétrica *365*
3.5.6 Considerações Ambientais *366*
3.5.7 Dados Financeiros *371*
3.5.8 Avaliação dos Riscos Identificados *378*

3.6. UTE SERRA DO NAVIO 381
3.6.1 Descrição da Usina *381*
3.6.2 Equipamentos Principais *381*
3.6.3 Suprimento de Combustível *383*
3.6.4 Água e Água Residual *383*
3.6.5 Interconexão Elétrica *384*
3.6.6 Considerações Ambientais *384*
3.6.7 Dados Financeiros *388*
3.6.8 Avaliação dos Riscos Identificados *391*
3.7. TERMOPANTANAL BRASIL 393
3.7.1 Descrição da Usina *393*
3.7.2 Equipamentos Principais *393*
3.7.3 Suprimento de Combustível *395*
3.7.4 Água e Água Residual *395*
3.7.5 Interconexão Elétrica *395*
3.7.6 Considerações Ambientais *395*
3.7.7 Dados Financeiros *400*
3.7.8 Avaliação dos Riscos Identificados *404*
3.8. UHE BAIXO IGUAÇU 406
3.8.1 Descrição da Usina *406*
3.8.2 Localização *406*
3.8.3 Layout Geral da Usina *408*
3.8.4 Equipamentos Principais *409*
3.8.5 Interconexão Elétrica *411*
3.8.6 Considerações Ambientais *412*
3.8.7 Dados Financeiros *412*
3.8.8 Avaliação dos Riscos Identificados *414*
3.9. MINA SEIVAL 416
3.9.1 Descrição *416*
3.9.2 Minerabilidade das Reservas de Carvão *418*
3.9.3 Qualidade Projetada do Carvão *421*
3.9.4 Viabilidade Econômica da Mina *425*
3.10. SENSIBILIDADE DE TAXA INTERNA DE RETORNO DA MPX 427
3.11. DECLARAÇÃO 428
4. ANEXOS
4.1. MPX Minuta de Investigação Técnica – Black & Veatch 429
4.2. Plano de Negócios da MPX – PSR 541
4.3. Assegurando o suprimento de carvão para as usinas termelétricas no Brasil e no Chile – McCloskey Group 632

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de contratação em que são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços livremente negociados entre Geradoras, Consumidores Livres e Comercializadoras.
ACR	Ambiente de contratação em que são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços obtidos por meio de leilões públicos para atendimento ao mercado de Consumidores Cativos das Distribuidoras.
AMCI	American Metal and Coal Cia.
ANA	Agencia Nacional de Águas
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
Baixo Iguaçu	UHE Baixo Iguaçu
BEAP	Plano Básico de Ação Ambiental
BOD	Demanda Bioquímica de Oxigênio
CCEE	Câmara de Comércio de Energia Elétrica
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CIPP	Complexo Industrial e Portuário do Pecém
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO	Monóxido de Carbono
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente do Brasil e Comision Nacional de Médio Ambiente no Chile.
CPCVM	Contrato de compra de combustível
CTG	Turbogerador de Combustão
dBA	Decibéis
Diferencial Energia	Diferencial Energia Empreendimento E Participações Ltda.
EDP	Energias de Brasil
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EMAP	Empresa Maranhense de Administração Portuária
EPC	Engenharia, Procuração e Construção
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGD	Dessulfurizador do gás de combustão
GE	General Electric
HP	Alta-pressão
HPC	Compressor de Alta-pressão
HPT	Turbina de Alta Pressão

IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e de Recursos Naturais
IEPA	Instituto Científico e Tecnológico do Amapá
IGCC	Sistema de Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado
IP	Pressão Intermediária
IPHAN	Instituto Nacional de Historia e de História Artística
km	Kilometro
kt	Kilo toneladas
LI	Licença de instalação
LNB	Queimador Baixo NOx
LNG	Gás Natural Liquefeito
LO	Licença de Operação
LP	Baixa Pressão
LPC	Compressor de Baixa Pressão
LPT	Turbina LP
m^2	Metro quadrado
MME	Ministério das Minas e Energia
MPF	Máximo Fluxo Provável
mt	Mega toneladas
MW	Megawatt
NOx	Óxido de Nitrogênio
NTP	Aviso de Prosseguimento
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, criado em 1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, controle e administração das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional. É composto por Consumidores Livres, Geradoras, Distribuidoras, Comercializadoras e Transmissoras.
PAS	Permissão Ambiental Setorial
Petrobras	Petrobras Distribuidora S.A.
PM	Material particulado
PMCS	Sistema de Controle do PM
R&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
RCA	Resolução da Qualificação Ambiental
SAEE	Serviço Autônomo de Água
SCCT	Turbina a Gás em Ciclo Aberto

SCR	Redução Catalítica Seletiva
FEEMA	Fundação Estadual de Engenharia do meio Ambiente
SEMA	Secretaria Estadual de Meio Ambiente
SEMACE	Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Ceará
SEMARH	Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNCR	Redução Seletiva Não Catalítica
SO_2	Dióxido de Enxofre
tpd	Toneladas por Dia
TSS	Sólidos Suspensos Totais
TUST	Taxa de uso do Sistema de Transmissão
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

1. INTRODUÇÃO

Este Sumário Geral dos Estudos de Viabilidade consiste na avaliação de nove plantas de geração elétrica e uma mina de carvão em desenvolvimento pela MPX e seus parceiros considerando as informações contidas nos relatórios da Black & Veatch e da PSR. Este estudo visa sustentar as intenções da companhia em realizar uma oferta pública inicial de ações em 2007. As plantas de geração em desenvolvimento estão listadas na tabela 1-1 por capacidade e tipo de combustível.

Projetos em desenvolvimento	**Capacidade total estimada (MW) (Fase I / II)**	**Fonte**	**Inicio da Construção**	**Data Estimada para Início das Operações (Fase I/II)**	**Participação MPX (%)**	**Etapa do Licenciamento Ambiental**
UTE MPX (Pecém) (Ceará)	720 / 360	Carvão	2008	2011/2013	50%**	Licença de Instalação
UTE Termomaranhão (Maranhão)	360 / 360	Carvão	2008	2011/2013	100%	Licença Prévia
UTE Porto do Açu (Rio de Janeiro)	1.400* / 4.000	Carvão	2009	2012*/(2015 a 2018)	70%	Em andamento
UTE Castilla (III Región - Chile)	1.400*	Carvão	2009	2012/2013	70%	Em andamento
UTE Serra do Navio (Amapá)	23	Diesel	Julho/2007	Dez./2007	51%	Licença de Instalação
PCH Capivara (Amapá)	30	Hidro	2008	2011	51%	Em andamento
UHE Baixo Iguaçu (Paraná)	350	Hidro	2008	2013	70%	Em andamento
UTE Termopantanal Brasil (Mato Grosso do Sul)	44	Gás Natural	2008	2011	66,7%	Licença Prévia
UTE Seival II (Rio Grande do Sul)	600	Carvão	2009	2014	100%	Em andamento
Mina de Seival (Rio Grande do Sul)			Em desenvolvimento	2011	70%	Licença de Operação
CAPACIDADE TOTAL (MW)		**9.647**				

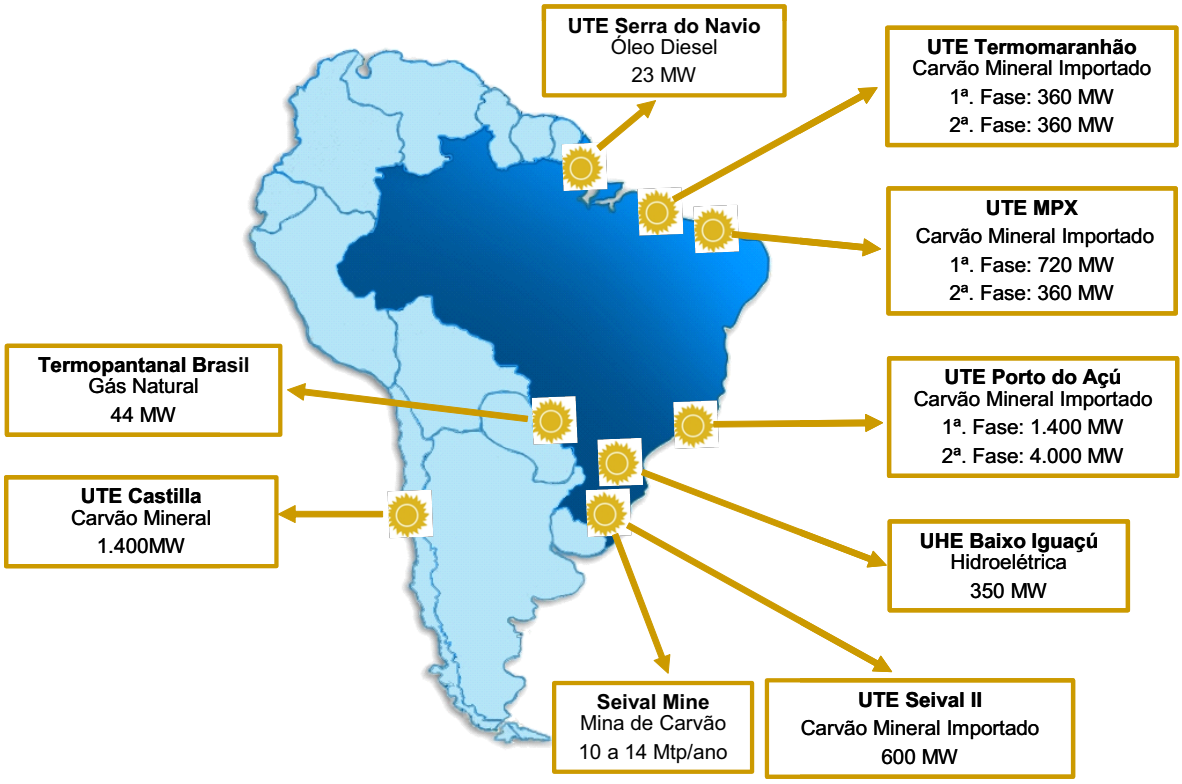
* 700MW em 2012 e 700MW em 2013.

** Segunda fase da UTE MPX será desenvolvida exclusivamente pela Companhia.

O portfólio consiste em ativos com capacidade de geração de aproximadamente 9.647 MW (sendo destes 7,102 MW pertencentes à MPX). Cinco das nove plantas utilizam como combustível o carvão, uma a diesel, uma a gás natural e duas hidrelétricas. A PCH Capivara está listada na Tabela 1-1, entretanto este estudo não contempla tal usina, pois a mesma se encontra em processo de desenvolvimento com entrada em operação estimada para 2011.

A UTE MPX (Pecém), a UTE Termomaranhão e a UTE Porto do Açu serão desenvolvidas em duas fases, sendo que a primeira fase destes projetos foi incluída como parte deste estudo.

No mapa abaixo está apresentada a localização de todos os projetos.



2. A REGULAÇÃO BRASILEIRA E OS MOTORES DA OFERTA DE ENERGIA NOVA

O objetivo deste capítulo é explicar os principais fatores que levam à expansão da oferta e comercialização de energia no sistema de energia brasileiro.

2.1. INTRODUÇÃO (UMA BREVE HISTÓRIA)

Durante a década de 80, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) era essencialmente controlado pelos governos estatal e federal. A Eletrobrás tinha diversas atividades como a "holding" do setor: principal financiadora, coordenadora da operação e expansão do setor e fornecedora de recursos técnicos para empresas em áreas menos desenvolvidas no País.

Na década de 70, uma política de equalização de tarifas foi implementada, através de subsídios cruzados, o que gradualmente acarretou em falta de incentivos e perda de eficiência operacional. Como o desenho institucional assegurava a remuneração plena de investimentos, algumas empresas desenvolveram projetos de racionalidade econômica questionável, acelerando o processo de deterioração. A situação se tornou crítica na década de 80, quando o SEB começou a ser utilizado pelo Governo Federal como instrumento para a contenção de uma crescente inflação através do controle tarifário.

Nos anos seguintes, a situação financeira atingiu níveis críticos, com crescentes e substanciais dívidas e receitas tarifárias que não eram suficientes para cobrir nem os juros de dívidas adquiridas. Quase todas as construções de projetos de geração estavam paralisadas, sem capital disponível para sua conclusão ou para novos investimentos. Um carrossel de dívidas atingiu todos os segmentos do setor: as distribuidoras não tinham recursos financeiros para assegurar os pagamentos às empresas de geração federais, as quais sofriam deterioração de sua situação financeira.

Em 1993, a Lei nº. 8.631 realizou o "encontro de contas" do setor, que envolveu injeção de capital de fundos federais no SEB para restabelecer o equilíbrio econômico financeiro das empresas. Esta Lei, que eliminou a equalização tarifária, foi o primeiro passo para a reforma do Setor.

O processo de discussão para implementar a primeira reforma ocorreu de 1995 a 1998 e levou em conta a necessidade do investimento privado ao País através das rodadas de privatização de ativos a serem executadas. O Governo Federal não tinha mais recursos para investir na expansão do sistema e a decisão de abrir o setor ao capital privado foi tomada. As empresas distribuidoras foram as primeiras a serem privatizadas. O objetivo era garantir a saúde financeira e uma boa qualidade de crédito dos "compradores de energia", criando assim uma credibilidade financeira e melhorando as condições para a (futura) privatização da geração. Como resultado, a maioria das distribuidoras foi privatizada (85% da energia distribuída), garantindo cerca de US$10 bilhões de receitas para o Governo Federal.

Paralelamente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador do Sistema (ONS) e o mercado atacadista de energia (MAE) foram criados. Buscando garantir recursos adicionais, o Governo Federal decidiu pela privatização imediata de seu sistema de geração. Entretanto, devido à oposição política, o processo de privatização da geração foi interrompido e atualmente apenas cerca de 15% da geração é privada. A partir de 1999, a ANEEL começou a realizar licitações públicas para a construção de reforços de transmissão e para conceder a concessão de novas usinas hidroelétricas. Os leilões de concessão de empreendimentos hidroelétricos licitaram mais de 10.000 MW. O tempo de construção das novas usinas foi reduzido pela metade e os custos em 30%.

Entretanto, em 2001 o Sistema Interligado Nacional (SIN) sofreu um racionamento de energia como resultado de um contínuo decréscimo nos níveis de armazenamento dos reservatórios em anos anteriores, culminando em um limite crítico atingido em maio de 2001. O racionamento de energia durou 9 meses e a demanda foi reduzida em 20% em todas as áreas do País, exceto na região Sul. Durante este período, o processo de privatização ficou totalmente paralisado, e apesar da meta de criar um sistema baseado em competição na geração e no atacado para grandes consumidores não ter sido abandonada, as reformas que haviam sido introduzidas nos anos anteriores foram revisadas, com ênfase na segurança do sistema.

Após o término do racionamento, o consumo de energia não retomou aos níveis anteriores e resultou numa "perda" de aproximadamente 5.000 MW médios[1],

[1] Um MW médio é equivalente à contínua produção (ou consumo) de 1 MW durante o período em questão. Um MW médio durante o período de 1 ano corresponde a 8.760 MWh.

correspondendo a cerca de 3 anos de crescimento de consumo. As empresas de distribuição tiveram severas perdas financeiras com o resultado da redução de consumo e o setor "pulou" de uma situação de escassez para uma de sobre-oferta de energia, que resultou em preços *spot* baixos e problemas financeiros também para os geradores.

Em 2002, as eleições presidenciais resultaram em um novo Governo, que assumiu o País em 2003. Uma de suas prioridades de campanha foi a reavaliação do modelo setorial proposto pelo Governo anterior.

Em dezembro de 2003, o governo federal emitiu duas medidas provisórias, MP 144 e MP 145, com as novas propostas para o setor elétrico. As MPs foram aprovadas pelo Congresso com algumas modificações em março de 2004 e convertidas nas Leis 10.847 (que criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE) e 10.848. No final de julho de 2004, foi emitido o decreto presidencial 5.163, que regulamentou a Lei Nº. 10.848 detalhando as novas regras de comercialização de energia que formam a "espinha dorsal" dos novos arranjos, consolidando assim o chamado "novo modelo setorial". Esse novo modelo, cuja principal característica é um elaborado sistema de leilões de energia, tinha como objetivos principais: assegurar a expansão da oferta, garantir tarifas módicas ao consumidor final e garantir um marco regulatório estável.

Os principais mecanismos na regulação para garantir os objetivos anteriores são descritos a seguir.

2.2. AS DUAS REGRAS BÁSICAS PARA SEGURANÇA DE SUPRIMENTO

A segurança de suprimento é garantida no SEB através de duas regras básicas:

- Regra Básica #1 estabelece que todo consumo de energia no sistema deve estar 100% coberto por contratos de energia.

  Isto significa que deve existir um contrato de suprimento de energia para cada MWh consumido no sistema. Esta obrigação é aplicável a distribuidoras e consumidores livres. Cada contrato deve ser registrado na CCEE, sendo que a auto-produção é equivalente a um contrato de suprimento para efeito da Regra Básica #1.

De maneira equivalente, ele corresponde ao consumo em MWh durante o período em questão dividido pelo número de horas do período.

A verificação da cobertura contratual para as distribuidoras é realizada anualmente: o consumo acumulado em MWh nos 12 meses do ano civil precedente deve ser menor ou igual ao montante contratado acumulado em MWh neste mesmo período. Para os consumidores livres a verificação é mensal, por uma janela móvel de 12 meses.

- Regra Básica #2 estabelece que, embora os contratos bilaterais sejam instrumentos financeiros, eles devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Este lastro físico pode ser assegurado por projetos de geração própria ou por contratos de suprimento de terceiros, que por sua vez devem estar lastreados por projetos.

  Para verificar esta regra, o MME atribui a cada usina no SEB um montante de energia (medido em MWh/ano) correspondendo à sua capacidade de produção sustentável. Este valor, conhecido como garantia física, é parte do contrato de concessão de usinas hidroelétricas e da autorização concedida a outros equipamentos (que não hidroelétricas).

  A metodologia para o cálculo das garantias físicas é bastante complexa, mas de forma geral, elas refletem a contribuição de energia de cada equipamento durante os períodos secos. Todos estes valores são certificados pelo governo e publicados pelo MME para cada gerador no sistema. Para as usinas hidroelétricas, por exemplo, eles correspondem à capacidade de produção continua durante os anos secos. Para usinas térmicas eles são dados pela capacidade disponível (descontando as taxas médias de parada forçada e programada) e ajustadas por um fator "redutor" que depende simultaneamente do custo operativo variável e geração mínima[2]. A garantia física das usinas hidrelétricas pode ser revisada sob certas circunstâncias[3]

---

[2] A idéia é que uma usina "cara", p.ex. movida a Óleo Diesel, só é despachada no auge de um cenário de seca, enquanto uma usina "barata", p.ex. movida a Gás Natural, é despachada antes. Consequentemente, a contribuição desta ultima para a "oferta firme" total do sistema é mais significante que a da primeira. Levando ao extremo, uma termelétrica cujo custo variável fosse igual ao custo de racionamento teria uma garantia física igual a zero MW médios.

[3] No caso de usinas hidrelétricas, a garantia física é revisada a cada cinco anos, de maneira a refletir mudanças na capacidade de suprimento de energia da usina devido, por exemplo, ao

Desta forma, a lógica geral de garantia de suprimento no setor elétrico é:

(i) Regra Básica #1 garante que toda a demanda está contratada;

(ii) Regra Básica #2 garante que todo contrato de energia possui um lastro físico de geração.

Desta forma, a combinação das duas regras anteriores garante que para cada MWh de consumo no País existe um contrato de compra de energia, que por sua vez é "lastreado" por usinas que podem produzir seus montantes contratados de forma sustentável. Assim, a segurança de suprimento está assegurada.

Adicionalmente, o requisito de 100% de contratação com lastro físico cria um *"link"* entre crescimento da demanda e entrada de novos equipamentos: para cada MWh de acréscimo de consumo deve haver um contrato com lastro físico, o que motiva a entrada de nova geração.

2.3. CONSUMIDORES REGULADOS E DESREGULADOS

Todos os *consumidores regulados* só podem comprar energia de companhias de distribuidoras situadas em suas respectivas localizações. Esses consumidores têm tarifas energéticas reguladas anualmente pela ANEEL de acordo com as regras de reajuste e revisão das tarifas.

Consumidores com cargas maiores que 3 MW e conectados a 69 kV ou acima podem escolher seus fornecedores de energia, e são conhecidos como *consumidores desregulados (*ou *livres)*. Neste caso, o consumidor pode escolher o seu fornecedor – um gerador ou um comercializador, e a tarifa de energia é um resultado de uma negociação bilateral entre o consumidor e o seu respectivo fornecedor. De qualquer maneira, o consumidor desregulado

---

aparecimento de irrigação a montante que reduz a vazão da usina. A redução da GF (se for o caso) em cada revisão é limitada a 5% do seu valor original. A redução total durante o período de concessão da usina (30 anos) é limitada a 10% do valor original. No caso de usinas termelétricas, a GF pode ser revisada em qualquer valor no caso de indisponibilidade acumulada ao longo de cinco anos.

é obrigado a pagar os custos de transporte da energia - chamados de "tarifa fio" – e este pagamento será feito a distribuidora local.

Adicionalmente, as atuais regras estabelecem que todo consumidor novo com demanda maior ou igual a 3 MW pode escolher seu fornecedor de energia, não importando qual voltagem ele está conectado. Além disso, consumidores cuja carga for maior que 500 kW podem escolher contratar energia diretamente com um produtor de energia alternativa. Estão incluídas nessa classe as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Usinas Eólicas e Usinas movidas a Biomassa. Esses consumidores são conhecidos como *consumidores especiais* e estão sujeitos a descontos nas suas tarifas de transmissão (ou distribuição) se escolherem contratar energia desse tipo de fonte.

2.4. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

Dois ambientes de contratação foram definidos pelas novas regras, englobando todos os agentes do setor:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR)
- Ambiente de Contratação Livre (ACL).

2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Neste ambiente é comercializada a energia pelas distribuidoras para o atendimento da demanda dos consumidores cativos.

Um dos aspectos que diferenciam o novo modelo institucional do anterior é o seu esquema de contratação para os consumidores cativos. Pelo esquema anterior, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais diretamente com geradores ou produtores independentes de energia (PIE). Já no novo modelo, as distribuidoras devem contratar sua energia somente através de leilões públicos.

Exceção é feita às distribuidoras cuja carga é menor do que 500 GWh/ano, que podem escolher entre contratar energia nos leilões públicos do ambiente regulado ou não. Essas distribuidoras podem promover seus próprios leilões de compra de energia; no entanto o teto de "pass-through" para as suas tarifas é o VR (preço de referência, a ser discutido mais a frente) calculado pela ANEEL. Assim, o número de compradores nos leilões do ACR pode ser menor do que o número total de distribuidoras.

Um aspecto importante desta medida é que as distribuidoras não são mais livres para assinar contratos de "self-dealing", isto é, compra de energia de empresa do mesmo grupo. Antes, as distribuidoras podiam assinar contratos com geradores do mesmo grupo econômico até um limite de 30% da sua carga. Agora elas podem fazê-lo somente através de leilões nos quais eles concorrem em igualdade de condições com os demais geradores, e devem assinar contratos com todas as distribuidoras. .

Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras são separados em leilões de energia existente (que visam à renovação de contratos) e leilões de energia nova (para contratação de novas usinas). O governo também tem o direito de organizar leilões especiais de energia renovável (biomassa, PCH, energia solar e eólica). Esses leilões são conduzidos anualmente pela ANEEL e CCEE e serão analisados posteriormente.

2.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Todos os consumidores acima de 3 MW e conectados a níveis de tensão acima de 69 kV, assim como novos consumidores acima de 3 MW, pode tornar-se consumidores desregulados e negociar seus contratos de fornecimento de energia diretamente com geradores e atacadistas no ambiente de contratação livre, sempre respeitando a regra de estar 100% contratado. Consumidores especiais também podem negociar no ACL, comprando energia estritamente de fontes incentivadas de energia, como por exemplo, PCHs, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Usinas Solares.

Consumidores desregulados também estão sujeitos às mesmas penalidades das companhias distribuidoras no caso de subcontratação. Seu nível de contratação também é verificado anualmente de maneira ex-post.

Apesar dos consumidores desregulados poderem negociar bilateralmente com o fornecedor desejado os termos e condições do contrato, o uso de leilões tem sido uma prática recorrente desse tipo de consumidor, que tem como meta conseguir preços de energia mais baixos. O preço resultante nos leilões do ACR tem sido usado como referencia para os preços de energia no ACL.

Se um *potencial consumidor desregulado* (isto é, que apresenta os requisitos físicos mínimos para aquisição de energia no ACL, entretanto, é suprido por uma distribuidora) decidir se tornar *desregulado*, ele precisa notificar a companhia distribuidora com ao menos quinze dias da data limite do contrato, possibilitando, assim, que a distribuidora

redimensione seu mercado e adeque suas necessidades nos leilões de energia existente. No entanto, o consumidor *desregulado* que queira tornar-se *regulado* novamente deve notificar a companhia distribuidora com cinco anos de antecedência, apesar de a distribuidora ter o direito de diminuir esse período. Para consumidores especiais, o período de notificação é de 6 meses, tanto para tornar-se quanto para deixar de ser regulado, e também pode ser reduzido quando de comum acordo com a distribuidora.

No caso de saída de consumidores do mercado cativo da distribuidora, esta tem o direito de reduzir seus contratos existentes de energia no montante total do consumo que se tornou desregulado. À primeira vista, as distribuidoras não teriam risco de mercado no que diz respeito à saída de consumidores para o ACL. No entanto, o período para consumidores especiais saírem e retornarem para o ACR é muito curto (6 meses) e isto pode acarretar alguns riscos para as distribuidoras.

Finalmente, quando um consumidor decide se tornar um consumidor desregulado, e ele não é suprido comercialmente pela companhia distribuidora local, ele ainda assim é obrigado a pagar a tarifa fio (TUSD, estabelecida pela ANEEL). Assim, do ponto de vista da distribuidora, a perda de um grande consumidor significará a perda da tarifa de energia, mas não da tarifa fio.

A primeira transação entre um Produtor Independente e um Consumidor Livre foi efetivada no ano de 2000, e por se tratarem de negociações bilaterais, não existe obrigatoriedade de divulgação de preço de contratação, sendo assim impossível construir um histórico de preço de comercialização no ACL. Por outro lado, a modalidade de leilões de compras/vendas de energia também é praticada no Mercado Livre e, em poucos casos, existe o acesso aos resultados desses leilões.

A tabela abaixo mostra alguns resultados recentes desses leilões:

Empresa	Data	Prazo de Fornecimento	Volume Disponível (MWmédios)	Preço (R$/MWh)
CPFL	Agosto/2007	2008-2012	87,0	143,23
CPFL	Outubro/2007	2008-2020	12,0	147,00
União Energia	Previsto para nov ou dez/07	2009-2020	16.7	150 *

* Preço inicial de lance

** Fonte: Canal Energia

2.4.3 Evolução Histórica dos Consumidores Livres

O mercado livre de energia cresceu muito nos últimos anos. Em julho de 2007 havia o registro de 670 consumidores livres e autoprodutores registrados na CCEE cuja carga corresponde a aproximadamente 29% do consumo total do SIN[4].

Os setores de Metalurgia, Químicos, Minerais Não- Metálicos e Celulose representam mais de 60% do consumo no Mercado Livre, conforme mostra a tabela a seguir.

[4] Inclui carga transportada dos autoprodutores, ou seja, o volume de energia requerido por consumidores a partir de unidades de geração, de sua propriedade, que estão interconectadas ao SIN e utilizam a rede de transmissão, sub-transmissão e, eventualmente, de distribuição, e são despachadas centralizadamente pelo ONS.

RAMO DE ATIVIDADE	REPRESENTAÇÃO DE CONSUMO NO ML
Metalurgia	35%
Químicos	17%
Minerais Não-Metálicos	7%
Celulose	7%
Veículos	6%
Alimentícios	5%
Têxteis	4%
Extração de Minerais Metálicos	4%
Borracha e Plástico	3%
Transporte	2%
Madeira	1%
Saneamento	1%
Produtos de Metal	1%
Bebidas	1%
Serviços	1%
Outros	5%
TOTAL	100.00%

** Fonte: CCEE

A figura abaixo apresenta uma comparação da evolução das participações dos segmentos livre e regulado do mercado total consumidor de eletricidade do País.

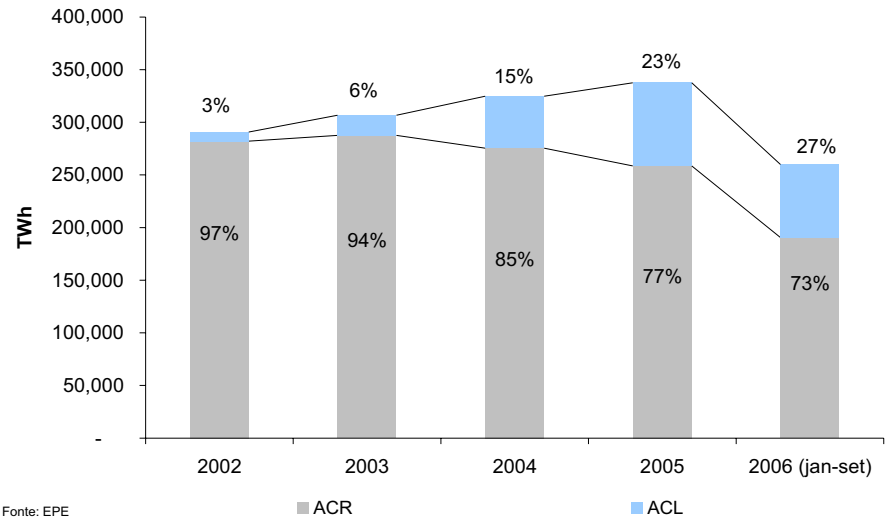


Figura 2-1 - Evolução das Participações do ACR e ACL no Mercado de Energia

A figura a seguir mostra a evolução da segmentação do Mercalo Livre, a partir de 2004, em seus respectivos agentes

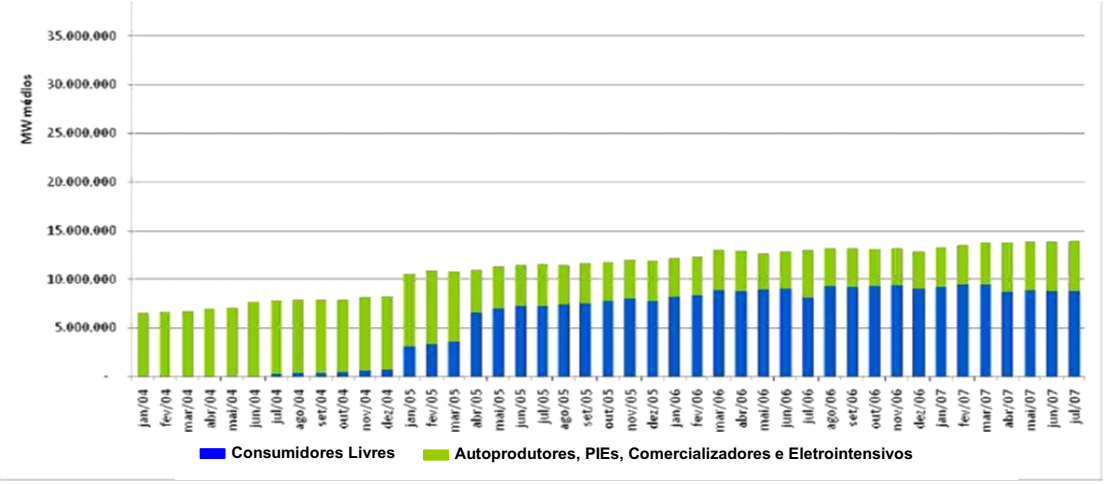


Figura 2-2 – Segmentação do Mercado Livre

** Fonte: CCEE

Apesar do histórico de crescimento e da atratividade inerente ao Mercado Livre (procura pelos melhores fornecedores aos melhores preços), é importante ressaltar que o atendimento do possível aumento deste segmento, para os próximos anos, está comprometido devido à falta de uma expansão de oferta a ele dedicada.

Dessa forma, a MPX acredita que terá grande participação no aumento da oferta dedicada ao Mercado Livre e, por essa razão, a maior parte de seu portfolio de projetos de geração foi direcionada ao ACL.

2.5. LEILÕES PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

A necessidade de expandir para assegurar um suprimento adequado de energia era uma das razões básicas para o reforma do setor elétrico brasileiro: os recursos do governo não eram suficientes para cobrir os investimentos necessários na capacidade de geração frente ao crescimento previsto da carga, que é da ordem de 3.000MW médios ao ano, tornando necessário o investimento em geração de aproximadamente US$ 3 Bilhões/ano. Por outro lado, o País tem a combinação de um forte crescimento na demanda por eletricidade

com um alto nível de incerteza quanto aos níveis de crescimento (dependente, por exemplo, nas condições de crescimento econômico sustentável).

Como descrito anteriormente, um sistema baseado em contratos bilaterais foi introduzido de forma a incentivar a entrada de novos geradores: (i) toda a carga (consumidores cativos das companhias distribuidoras e consumidores potenciais) é obrigada a estar 100% coberta por contratos de compra de energia; (ii) apesar dos contratos de fornecimento de energia serem instrumentos financeiros, eles precisam estar lastreados à capacidade de produção física de energia por parte do vendedor, que é a garantia física das usinas.

A racionalidade deste esquema é usar os contratos para induzir a expansão do sistema: a necessidade de assinar novos contratos para cobrir novas cargas é o motor da entrada de nova capacidade no sistema (os contratos precisam estar lastrados à capacidade de geração física e garantem ao investidor uma fonte estável de renda futura necessária para o financiamento). Se o sistema está 100% contratado e todos os contratos tem um lastro físico, então a segurança do suprimento está assegurada.

Com o objetivo de promover o mecanismo de compra mais eficiente, o esquema de obrigatoriedade de contratos para as companhias distribuidoras está atrelado com a existência de leilões públicos como a principal mecanismo de contratação. Assim, esses leilões são a espinha dorsal para a indução de compras eficientes de energia pelas distribuidoras em nome dos consumidores cativos. Os consumidores livres podem negociar bilateralmente suas necessidades energéticas conforme suas preferências.

Os leilões de compra de energia pelas distribuidoras são divididos em leilões para a renovação de contratos (Leilões de Energia Existente) e leilões de energia nova. Leilões de fontes alternativas de energia (eólica, biomassa, solar, pequenas centrais hidrelétricas) também podem ser organizados.

2.6. LEILÕES DE ENERGIA NOVA E DE ENERGIA EXISTENTE

2.6.1 Leilões de Energia Nova

Os leilões de energia nova (EN) têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras. Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (15-30 anos) são oferecidos aos geradores candidatos.

A cada ano, dois tipos de leilões de EN são realizados:

a) **Leilão Principal (A-5)** – este leilão oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em 5 anos após o leilão. Assim, com estes prazos, este contrato viabilizará ao investidor (vencedor do leilão) obter o "*project finance*", e oferece o tempo necessário para construção da nova planta. Além de garantir a expansão do sistema, a redução no risco do investidor deverá levar a um menor custo para nova capacidade. Um dos principais fatores desse leilão é que as companhias distribuidoras terão que estimar sua demanda de energia com cinco anos de antecedência de maneira à melhor calcular sua demanda de energia para o leilão A-5. O último leilão A-5 ocorreu em Outubro de 2006 (para entrega em Janeiro de 2011) e o próximo acorrerá em Outubro de 2007 (para entrega em Janeiro de 2012).

b) **Leilão Complementar (A-3)** – este leilão também oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos. Neste caso, porém, as usinas devem entrar em operação 3 anos após o leilão. A idéia é criar um complemento para o leilão A-5 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. A fim de restringir a contratação das distribuidoras nos leilões A-3, foi criado um limite de repasse às tarifas para o montante que exceder a 2% da demanda verificada dois anos antes à sua realização (ano A-5). O último leilão A-3 ocorreu em Junho de 2007 (para entrega de energia em Janeiro de 2010) e o próximo ocorrerá em 2008 (para entrega de energia em Janeiro de 2011).

A razão para existência destes dois tipos de leilões é o reconhecimento do benefício do menor período de construção de determinadas usinas (termelétricas), mesmo que sua energia, em tese, seja mais cara que de usinas que necessitam um maior prazo de construção (hidrelétricas). Isto porque, com a grande incerteza no crescimento da demanda, uma menor diferença do prazo entre a decisão de compra (início de construção da usina) e entrega da energia (conclusão da usina) representa uma mitigação dos riscos de sobre- e/ou sub-contratação por parte das distribuidoras.

Uma importante conseqüência deste esquema é que a adição de nova capacidade ao sistema será conseqüência da vontade das companhias distribuidoras de comprar energia nesses leilões. Como o mercado regulado (consumidores cativos) representa aproximadamente 75% do mercado total de energia, os resultados desses leilões de energia nova irão *guiar* a expansão da capacidade de suprimento do sistema.

Finalmente, os leilões de energia nova não são exclusividade das companhias distribuidoras. Grandes consumidores e auto-produtores podem ter acesso a novas concessões de usinas hidrelétricas através desses leilões fazendo ofertas por esses novos projetos.

2.6.2 Leilões de energia existente

Os leilões de energia existente (EE) complementam os contratos de energia nova para cobrir assim 100% da carga. Seu objetivo é recontratar periodicamente a energia existente, por meio de leilões anuais de contratos com duração de 5 a 15 anos. A entrega da energia é feita a partir do ano seguinte ao leilão e por esta razão este leilão é chamado de A-1. Os leilões A-1 possuem limites mínimos e máximos de compra de energia, que são discutidos posteriormente. O próximo leilão A-1 está marcado para Dezembro de 2007.

Além da duração, os contratos de energia existente têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia existente: a quantidade de energia existente contatada pode ser reduzida, em qualquer momento, em caso de redução da carga da distribuidora devido à migração de consumidores cativos para o mercado livre. Adicionalmente, a quantidade de energia contratada pode ser reduzida, a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda. Em outras palavras, diferentemente dos contratos de energia nova, que podem ser interpretados como contratos "forward" padrões, os contratos de energia existente são mais similares a opções do tipo "put".

2.6.3 Leilões de energia alternativa

Além dos leilões de energia nova e existente, o MME pode periodicamente organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, pequenas hidroelétricas, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão é a mesma no A-3 e A-5. O primeiro Leilão de energia alternativa ocorreu em Junho de 2007.

2.6.4 Leilão de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de GD localizada em sua rede de distribuição (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar deste leilão, o gerador deve respeitar algumas restrições: mínima eficiência para empreendimentos termoelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), limite máximo de capacidade de 30 MW para hidrelétricas, entre outros.

2.6.5 Leilão de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo fazer um "ajuste fino" entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos e são realizados três ou quatro vezes ao ano, com entrega para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como "A0". A distribuidora poderá comprar até 1% do total de sua energia contratada por meio dos leilões de ajuste.

2.6.6 Resumo dos leilões

A figura a seguir ilustra os diferentes prazos de entrega para cada um dos leilões:

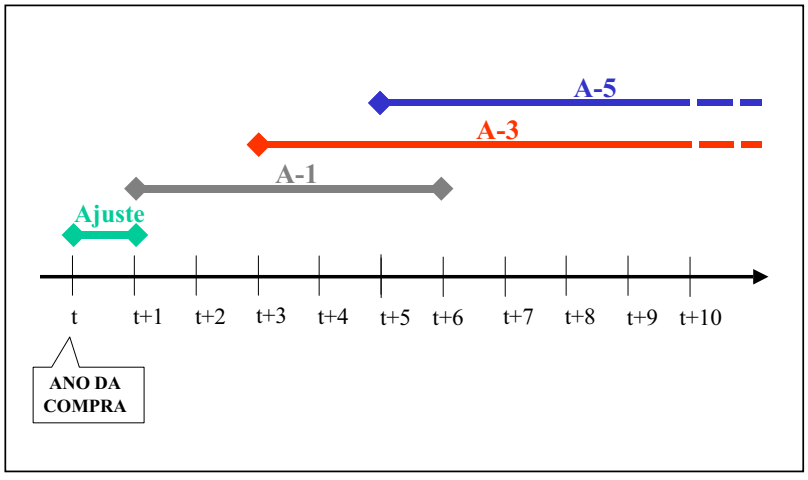


Figura 2-3 - Prazos de entrega dos contratos para os diferentes leilões de energia

Assim, o portfolio de contratos de uma companhia distribuidora é formado por uma mistura de contratos de energia nova e existente.

2.7. REGRAS DO LEILÃO

2.7.1 Declaração de demanda

Cada leilão de EN e EE é realizado em conjunto com todas as distribuidoras. Sessenta dias antes do leilão, cada distribuidora deve fazer uma declaração de demanda (MW médios) que deseja contratar. O leilão então é realizado para cobrir a soma de todas as declarações de demanda de forma conjunta. Este esquema de contratação conjunta é um mecanismo para criar economias de escala na contratação de energia nova e também para eqüalizar as tarifas entre os consumidores com o objetivo de um reajuste adequado das tarifas.

Além disso, cada vencedor do leilão irá assinar contratos bilaterais individuais com cada distribuidora participante do leilão, sendo o montante energético de cada contrato proporcional à demanda declarada da distribuidora e a energia total contratada pelo gerador tem que ser igual à energia oferecida por este no leilão.

Apesar de haver um leilão centralizado, as distribuidoras são as responsáveis por decidir qual a quantidade de energia que elas contratarão (pela previsão do crescimento do seu consumo), os custos dos contratos podem ser repassados ao consumidor até certo preço teto (equivalente a preço ponderado do resultado do leilão) e os vencedores do leilão assinam contratos bilaterais individuais com cada distribuidora. Em outras palavras, este não é um modelo com um único comprador e o governo não interfere nos contratos nem fornece garantias de pagamento.

2.7.2 "Menu" de projetos candidatos – Leilão EN

Para os leilões de EN, o governo (através do MME) oferece aos investidores um menu de opções de nova capacidade de geração hidroelétrica. Todos os projetos terão licenças ambientais prévias, eliminando assim um risco significativo para investidor. É permitido também que os próprios investidores adicionem novos projetos ao menu de opções, como termelétricas, conexões internacionais e etc. Todas as ofertas de quantidade no leilão devem estar ancoradas por uma capacidade física.

2.7.3 Estrutura do leilão e escolha do vencedor – Leilões de Energia Nova e Existente

Tanto no leilão de EN quanto no leilão de EE, o objetivo é contratar energia ao menor custo possível para o consumidor. Assim, a estrutura do leilão é montada com esse objetivo.

Os leilões organizados até agora usaram um modelo com duas fases hibridas, onde na primeira fase ocorre um leilão do tipo "clock-auction" com o preço descendente e o leilão termina com uma fase final onde os participantes colocam suas ofertas em um esquema "pay-as-bid" (segunda fase).

2.7.4 Concessão de Usinas Hidrelétricas nos Leilões de Energia Nova

Os vencedores dos leilões de EN com projetos hidroelétricos automaticamente recebem a concessão da usina hidrelétrica, além do já mencionado contrato de 15-30 anos. Esse modelo é diferente – e mais seguro, do ponto de vista do investidor – do que o esquema regulatório anterior, onde os investidores tinham que primeiro ganhar a concessão do projeto hidroelétrico em uma licitação publica e só depois disso podiam tentar fechar contratos de venda de energia.

2.7.5 Papel do Governo no leilão

O Ministério de Minas e Energia montou um comitê para organizar esses leilões. O comitê é composto por dois representantes de cada uma das principais instituições do setor - EPE, MME, ANEEL e CCEE –, além de advogado do MME. Esse comitê está encarregado de propor todos os documentos relevantes, incluindo método do leilão e contratos de energia para cada leilão. Esse comitê é conhecido como o Comitê do Leilão.

2.8. O CONTRATO DE ENERGIA NOVA

2.8.1 Tipos de Contratos

Visando definir o melhor portfolio de contratos a ser oferecido nos leilões, o novo modelo do setor contempla duas possíveis modalidades de contratação:

(i) Contratos por quantidade de energia (contratos "a termo" ou *forward*) – é um contrato de energia tipo "*take or pay*" padrão, onde o comprador paga um valor em R$/MWh fixo pela energia contratada. Neste tipo de contrato todos os custos variáveis de geração e os ganhos ou perdas financeiras (riscos hidrológicos) referentes à operação energética integrada ficam alocados aos agentes geradores.

(ii) Contratos por disponibilidade de energia (contratos de "opção" de energia) – neste tipo de contrato o consumidor "aluga" a usina do investidor, pagando uma quantidade fixa (R$/kW.mês) e reembolsa a usina pelos seus custos operacionais variáveis (R$/MWh) quando sua parte flexível for despachada ou o consumidor arca com os custos da energia no CCEE, caso contrário. Isto pode representar um *upside* para os projetos da MPX se os custos atuais dos seus projetos termoelétricos forem menores que os valores declarados. A redução deste parâmetro pode ser viável para MPX, pois a empresa é proprietária de portos, minas, etc., o que implica em redução de custos de transporte.

O MME tem o direito de decidir qual tipo de contrato será oferecido em cada leilão. O Objetivo é sempre prover as companhias de distribuição com o melhor portfolio de contratos para minimizar os custos para o consumidor. De maneira geral, o MME tem aplicado o contrato de quantidade para os leilões de energia existente. Para os leilões de energia nova, o MME tem aplicado o contrato por quantidade para usinas hidrelétricas e contratos por disponibilidade para usinas termelétricas.

2.8.2 Condições e duração do contrato

Os contratos de energia nova têm duração entre 15 e 30 anos. Por exemplo, nos últimos leilões de energia nova, o MME decidiu que as usinas hidrelétricas teriam um contrato de 30 anos e as usinas termelétricas teriam contratos de 15 anos. Por outro lado, a duração típica de um contrato de energia existente é entre 5 e 8 anos (a duração máxima é de 15 anos). Leilões de energia existente recentes usaram contratos com 8 anos de duração.

Contratos de energia existente e nova têm varias clausulas particulares e condições, cuja discussão detalhada está fora do escopo deste relatório. De maneira geral, nós destacamos as penalidades especiais por atrasos na entrada em operação dos projetos nos contratos de EN, que resultam na necessidade de substituir essa energia por uma originada por outro "novo" projeto e na aplicação de penalidades pesadas caso contrário. Nós também destacamos o fato de que existem pesadas penalidades associadas aos cancelamentos não segurados e garantias para o desempenho do contrato, o que faz o cancelamento do contrato uma possibilidade dúbia para a distribuidora.

2.8.3 Indexação do contrato

Preços de contrato para energia existente são ajustados todo ano de acordo com a inflação. Eles são indexados pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo). A indexação é simultânea com o reajuste anual da tarifa da distribuidora. Isso significa que os reajustes do preço dos vários contratos firmados em cada leilão são espalhados ao longo do ano, já que o vendedor precisa assinar contratos separados com cada distribuidora e cada distribuidora possui sua própria data de reajuste anual da tarifa.

Até o momento, os contratos de EN produzida por usinas hidrelétricas são contratos por quantidade. Os preços destes contratos são indexados pela inflação da mesma maneira que os contratos de energia existente: cada contrato é reajustado uma vez por ano tendo como referencia o IPCA. O reajuste é simultâneo com o reajuste anual da tarifa da distribuidora e, como cada vendedor assina contratos com várias distribuidoras após o leilão, cada uma delas com sua própria data de reajuste de tarifas, os reajustes dos preços dos contratos ficam espalhados ao longo do ano.

Até o momento, contratos de energia nova produzida por usinas termelétricas são contratos por disponibilidade. Nesses contratos, os preços têm duas componentes: uma componente fixa, expressada em R$/ano e paga todo ano com periodicidade mensal, e uma componente variável, expressa em R$/MWh e paga pela energia efetivamente produzida pela usina quando a porção flexível desta é despachada pela ONS. Cada um destas das componentes do preço tem, por sua vez, duas sub-componentes: a sub-componente do combustível e a sub-componente do resto.

As sub-componentes do combustível são calculadas pela EPE tomando como base dados técnicos e de custo fornecidos pelo vendedor (principalmente eficiência da usina e inflexibilidade) e custos de combustível padrão para cada tipo de combustível. Usando esses dados, a EPE calcula quanto da componente variável informada corresponde a sub-componente do combustível do preço variável. A EPE usa os mesmos dados para calcular as despesas anuais com combustível associadas à geração inflexível da usina, e esses gastos são a sub-componente do combustível da componente fixa do preço. As componentes restantes, tanto da parte fixa quanto da variável, são calculadas subtraindo as componentes do combustível das tarifas cheias.

Após essas sub-componentes terem sido calculadas, elas são indexadas de maneiras significativamente diferentes ao longo da duração do contrato:

- As sub-componentes do resto tanto da parte fixa quanto da parte variável são reajustadas uma vez por ano – em Novembro – usando o IPCA;
- A sub-componente do combustível da parte variável é indexada todo mês, usando os seguintes indexadores:

    i) Para o Gás Natural, NYMEX (*Henry Hub Natural Gas Futures Contracts* – NG1)

    ii) Para Óleo Combustível, *US Gulf* (*No 6 3% USG Waterbone Platts Mid*)

    iii) Para Óleo Diesel, *US Gulf* (*No 2 USG Waterbone Platts Mid*)

    iv) Para Carvão Importado, preço do carvão no mercado internacional CIF ARA, publicado pela *Platts – Coal Trader International*

    v) Para todos os outros combustíveis, o IPCA, e neste caso o reajuste ocorre somente uma vez ao ano, no mês de Novembro.

A sub-componente do combustível da componente fixa do preço é reajustada todo ano no mês de Novembro. Sua indexação reflete os gastos reais com combustível no ano precedente associados com a inflexibilidade (geração compulsória). Os gastos com combustível, neste caso, consideram custos unitários com combustível indexados da mesma maneira que os itens acima.

2.9. FUNCIONAMENTO DOS LEILÕES

2.9.1 Esquema dos Leilões

Apesar de haver algumas particularidades específicas de cada leilão, em geral tanto os leilões de energia existente e de energia nova seguiram um esquema híbrido, dividido em duas fases onde a primeira fase é um "*clock-auction*" com preço descendente e a segunda fase é do tipo "*pay as bid*" final através de ofertas sigilosas.

A primeira fase é muito similar a uma série classificatória onde os geradores competem para ter a chance de apresentar seus lances na segunda fase. Para cada conjunto

de preços para cada contrato, que é dado em cada rodada pelo leiloeiro, os geradores poder oferecer seus lances de quantidade de energia. Os preços para cada produto são diminuídos sucessivamente em cada rodada enquanto a oferta for maior que a demanda para esse produto específico. A primeira fase é concluída quando todos os produtos tiverem um preço menor do que seu "preço de reserva", que é estabelecido pelo Governo, e a oferta total é igual ou maior que a demanda total (adicionada de uma pequena margem).

Na segunda fase, a demanda em excesso é removida (para que haja mais oferta que a demanda resultante da primeira fase). Os geradores devem então submeter um único lance de preço para cada produto que eles ofertaram na primeira fase, limitado ao lance final da primeira fase. As ofertas são então selecionadas em ordem ascendente até que a demanda seja suprida.

2.9.2 Lances no leilão de contratos por quantidade

Caso somente estejam sendo leiloados contratos por quantidade, o processo de inserção de lances seria bem simples: cada gerador pode ofertar um par preço-quantidade e as ofertas são ordenadas de maneira ascendente (em relação ao preço) até que a demanda seja suprida. Em outras palavras, o preço do contrato de energia é um bom parâmetro para comparar diferentes lances.

2.9.3 Lances no leilão de contratos por disponibilidade

O esquema institucional atual estabelece a existência de outro tipo de contrato: o contrato por disponibilidade. A principal diferença entre contratos por quantidade e contratos por disponibilidade é a alocação do risco de quantidade-preço entre geradores e consumidores.

No caso de um contrato por disponibilidade, o consumidor "aluga" a usina do investidor, pagando uma quantidade fixa (F), e paga pelo custo operacional variável (CVU) e pelas transações no mercado de curto prazo: se a usina produz mais energia do que a sua energia assegurada, o excesso pertence ao consumidor, que irá vendê-lo no mercado de custo prazo ao preço corrente, enquanto qualquer déficit na produção terá de ser comprado pelo consumidor no mercado de curto prazo. Assim, o consumidor fica com o risco preço-quantidade, mas tem todos os benefícios das compras no mercado *spot*, que são bastante freqüentes.

O tipo de formato oferecido em um leilão tem bastante influência no seu formato e no seu resultado. Em contratos por quantidade, os riscos associados a períodos de seca severa são de responsabilidade do produtor, enquanto em contratos de disponibilidade, esses riscos são de responsabilidade do consumidor. Quando os riscos são arcados pelo produtor, tanto o investidor quanto os financiadores tendem a efetuar cálculos levando em consideração o pior cenário. Quando isso acontece, os preços não somente sobem, mas tendem a subir mais para projetos individuais que dependem de em financiamentos do que em projetos de grandes geradores já estabelecidos, que podem contar com um portfolio diversificado de usinas para arcar com o risco hidrológico. Isso significa que projetos independentes que dependem de financiamento podem encontrar dificuldades para participar de leilões de contratos por quantidade, ou, de forma contrária, se o leilão oferecer contratos por disponibilidade, a participação de geradores individuais pode se tornar viável. Isto é especialmente verdade para usinas que operam diferentemente da maior (hidro) parte do sistema, como usinas de biomassa, GNL e usinas emergenciais movidas a óleo combustível que foram usadas durante o racionamento, que os investidores individuais têm dificuldade de gerenciar e/ou precificar.

No caso do Brasil, o investidor pode dar como lance a receita fixa anual desejada (F) e o custo operacional variável (CVU). Observe que neste caso, há dificuldade em comparar lances com diferentes prêmio (F) e preço de exercício (CVU). Por exemplo, o que é melhor para um consumidor, um contrato por disponibilidade com um prêmio baixo e um exercício alto ou um contrato com um prêmio alto e um exercício baixo? De maneira a permitir uma melhor comparação entre diferentes produtos, o Comitê do Leilão desenvolveu um índice de comparação a ser calculado para cada contrato que determina seu custo anual total esperado do ponto de vista do consumidor.

Antes do leilão, cada investidor informa dois parâmetros a EPE: geração mínima (M), em MWh/ano, e custo operacional variável unitário (CVU), em R$/MWh. A EPE, usando um procedimento de simulação, calcula três valores: COP (custo operacional esperado – R$/ano), CEC (valor liquido esperado das transações no CCEE – R$/ano) e GF (garantia física do projeto – dependente de M e de CVU no caso de projetos termelétricos). Em outras palavras, o governo fornece estimativas dos valores esperados do custo operacional e das transações no mercado *spot* incorridas ao consumidor (que são valores esperados do ponto de vista da Distribuidora), que podem ser vistas como "vantagens" para comparar opções com diferentes prêmios e preços de exercício.

O Índice Custo Benefício (R$/MWh) é calculado da seguinte maneira:

$ICB = (F_d + COP_{M,CVU} + CEC_{M,CVU})$ (R$/ano) / $E_{M,CVU}$(MWh/ano)

Onde:

- F_d é o lance do investidor durante o leilão (R$/ano), que neste caso remunera somente os custos de investimento e outras despesas fixas, já que os custos variáveis e as transações no CCEE são cobertos pelo consumidor;
- COP e CEC são as estimativas dos custos operacionais e das transações no CCEE (R$/ano), calculadas pela EPE (simulação computacional) e dependem do M e do CVU.
- E é o certificado de energia da usina (MWh/ano), dependente do M e do CVU no caso de usinas termelétricas.

Os valores do ICB são então usados para comparar diferentes lances no processo do leilão. No caso de usinas termelétricas, após o leilão, os parâmetros declarados M e CVU estão "amarrados", isto é, devem ser respeitados na operação do sistema e todos os custos variáveis são reembolsados pelos consumidores.

O numerador do ICB expressa o custo global esperado que uma distribuidora pague por ter este contrato de disponibilidade, isto é, o "custo do contrato" esperado do ponto de vista do consumidor. Seu denominador é a garantia física do gerador, calculada de antemão e que reflete os benefícios (a contribuição energética) desse gerador para o sistema.

Como resultado, durante o processo do leilão, os lances dos geradores são compostos somente pelo prêmio F (os outros valores já são anunciados de antemão). Seu Índice Custo Benefício é calculado da maneira descrita pela expressão acima e este índice é usado para comparar e selecionar entre os diferentes contratos por disponibilidade.

Após o leilão, o investidor recebe a receita fixa e o consumidor arca com os custos reais de combustível e no CCEE.

Observe que, no caso de usinas termelétricas, o valor esperado do custo de operação, das transações no CCEE e do certificado de energia são fatores que dependem na declaração do custo variável e da geração mínima do projeto, que são feitas antes do leilão. Há um claro *trade-off* entre a competitividade do projeto (em R$/MWh) e a definição destes parâmetros pelo investidor. A disponibilidade de suprimento de combustível por parte do gerador também é um importante fator para este último, já que de acordo com as regras de

contratação vigentes, o gerador é responsável por falhas na entrega de energia em caso de dificuldades no suprimento de combustível.

2.10. IMPLEMENTAÇÃO DOS LEILÕES E RESULTADOS

A implementação dos leilões regulados começou em 2004 quando o primeiro leilão de energia existente foi realizado. Este leilão foi o maior leilão de eletricidade da história mundial. Desde então, vários outros leilões de energia existente e energia nova foram realizados, envolvendo um volume total de energia de quase 26.000 MW médios (energia firme, não pico de capacidade) e envolvendo aproximadamente USD 65 bilhões em transações financeiras. A Tabela 2-1 a seguir descreve os leilões realizados até agora:

Tabela 2-1 - Resumo dos Resultados dos Leilões

Leilão	Data	Número de Produtos	Descrição do(s) Produto(s)	Volume (MW médios[3])
1º leilão especial de energia existente[1]	Dezembro 2004	3	Contratos de 8 anos com entrega começando em 2005, 2006 e 2007	17.008
2º leilão especial de energia existente[1]	Abril 2005	2	Contratos de 8 anos com entrega começando em 2008 e 2009 [2]	1.325
3º e 4º leilões especiais de energia existente[1]	Outubro 2005	2	Contratos de 3 anos com entrega começando em 2006 e contratos de 8 anos com entrega começando em 2009	1.268
1º leilão de energia nova (leilões A-3, "A-4" e A-5)	Dezembro 2005	6	Contratos com entrega começando em 2008, 2009 e 2010 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	3.284
Leilão A-3 de energia nova	Junho 2006	2	Contratos com entrega começando em 2009 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	1.682
Leilão A-5 de energia nova	Outubro 2006	2	Contratos com entrega começando em 2011 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	1.104
Total de Energia vendida				**25.671**

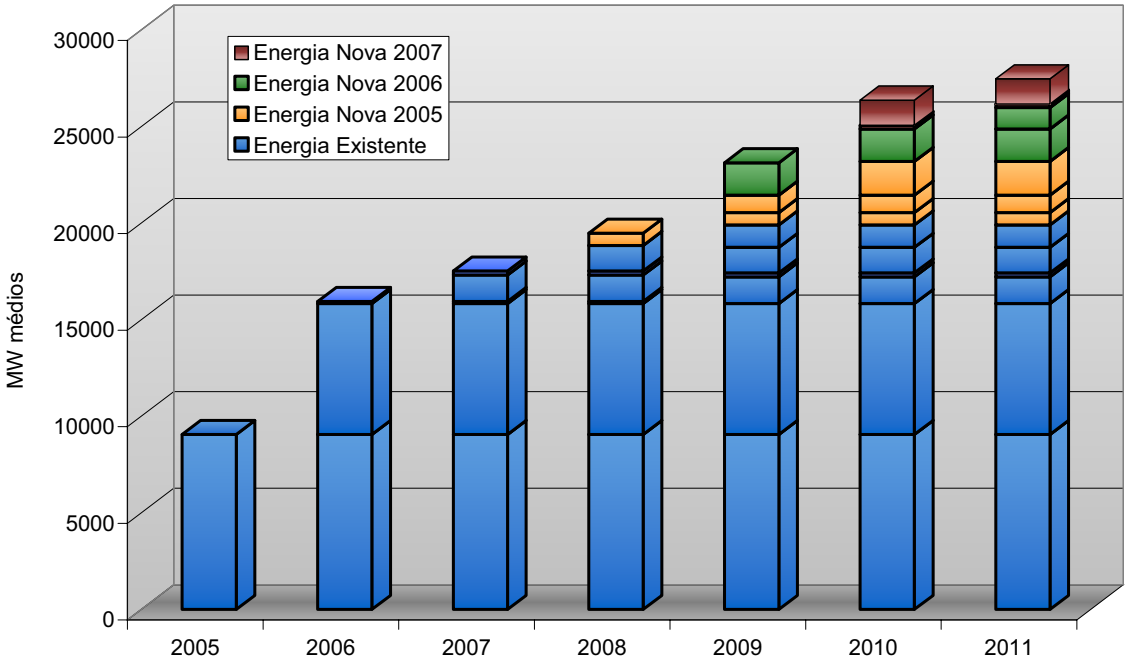
Leilão	Data	Número de Produtos	Descrição do(s) Produto(s)	Volume (MW médios[3])

[1] Estes foram os primeiros leilões regulados de energia organizados sob os termos do novo modelo. Objetivou-se a pré-contratação de toda a capacidade energética existente (lembrando que após o racionamento houve uma grande sobre-oferta no sistema) antes de realizar os leilões para a energia nova.

[2] Não houve negociação para o produto com entrega em 2009 por falta de oferta.

[3] Um MW médio é equivalente a produção/consumo contínuo de um MW durante o período em questão. Um MW médio durante um ano corresponde a 8.760 MWh. Equivalentemente, ele corresponde também ao montante em MWh consumido durante o período em questão dividido pelo número de horas do período.

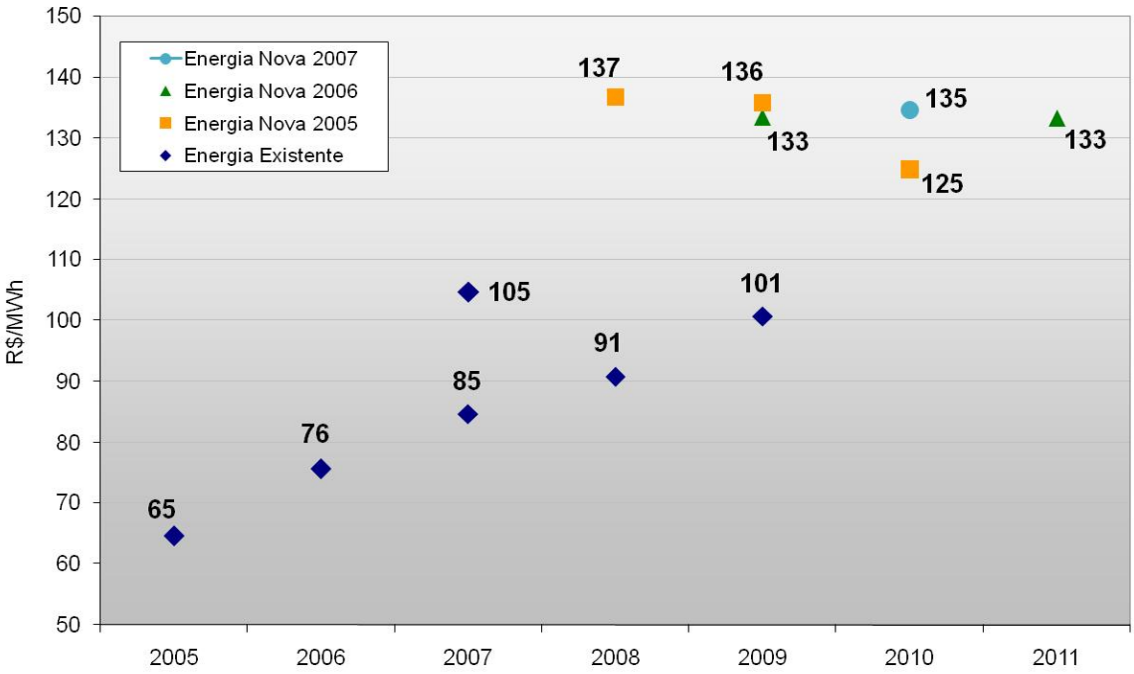
Um resumo dos volumes contratados para entrega em cada ano até 2011 é ilustrado na Figura 2-4 a seguir:



**Fonte: PSR*

Figura 2-4 - Montantes de Energia Contratados nos Leilões (Fonte: PSR)

A Figura 2-5 a seguir mostra as médias ponderadas dos preços dos resultados de cada leilão para todos os anos de entrega de energia. È possível observar que os leilões de energia nova resultaram em preços maiores do que aqueles resultantes da energia existente, refletindo assim de forma mais correta o preço marginal de expansão do sistema.



**Fonte: PSR*

Figura 2-5 - Preços Médios dos Leilões

2.11. O MERCADO CHILENO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema elétrico chileno inclui quatro sistemas não conectados: O Sistema Interconectado do Norte Grande (SING), O Sistema Interconectado Central (SIC), o Sistema de Aysén e o Sistema de Magallanes. Devido à localização proposta da UTE Castilla, o sistema SING e o SIC são os mais relevantes à MPX.

Em 2006 o SING tinha aproximadamente 3.595,8 MW de capacidade instalada, geração anual de 13.236 GWh e um pico de demanda de 1.769,5 MW. Para o mesmo ano o SIC tinha aproximadamente 8.273,6 MW de capacidade instalada, geração anual de 40.339,8 GWh e um pico de demanda de 6.058,9 MW. As figuras 2-2 e 2-3 ilustram as respectivas composições de geração de cada sistema.

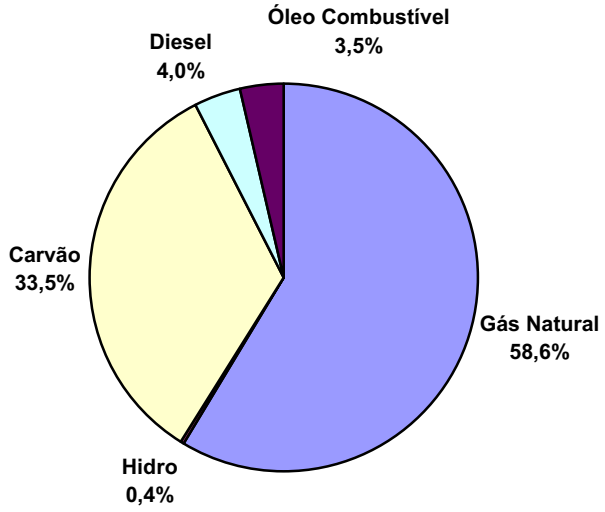


Figura 2-2

Capacidade Instalada do SING (por fonte)

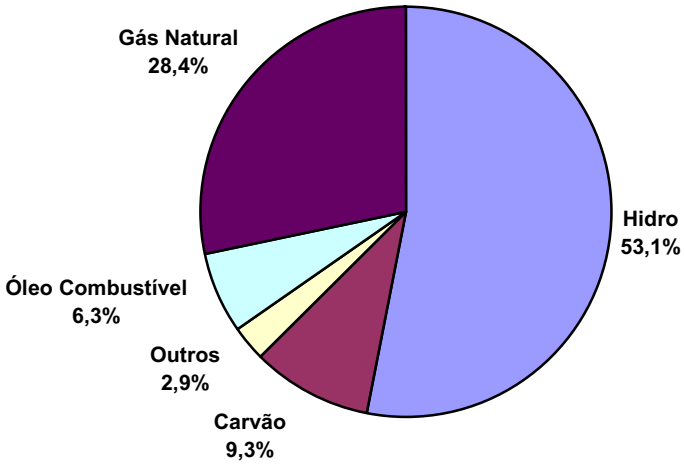


Figura 2-3

Capacidade Instalada do SIC (por fonte)

As duas regiões diferem não apenas na sua composição de geração, mas também nos seus respectivos tipos de consumidor. A demanda elétrica no SING é em sua natureza principalmente industrial, enquanto no SIC essa é predominantemente residencial e comercial.

Ambas as regiões SING e o SIC têm sido impactadas por crescentes restrições no fornecimento de gás natural ao ciclo combinado das plantas instaladas na década passada. As plantas de gás natural do SIC, cujo fornecimento de gás vem da Argentina, representam aproximadamente 39% do pico de demanda esperado em 2007 (2.500 MW de 6.400 MW). Houve também um impacto no desenvolvimento de novas plantas a gás, que devido à crise foram atrasados em dois ou três anos. Aparentemente, a capacidade instalada os numerosos picos de demanda mostram que não há risco de falta de fornecimento de energia elétrica no SIC, entretanto, esta afirmação é inadequada, dados os problemas relativos às restrições no fornecimento do gás natural e a variabilidade da disponibilidade de plantas hidrelétricas. Isto vem causando custos marginais voláteis e às vezes bastante altos (US$/MWh).

Geradoras de energia elétrica no Chile têm duas opções para vender energia: o mercado *spot* ou o mercado regulado. No mercado *spot* as vendas e compras de energia são avaliadas usando-se custos marginais de curto prazo (uma hora). Como anteriormente mencionado, estes custos marginais podem ser bastante voláteis, baseados nas características do sistema elétrico e das condições vigentes de oferta e demanda. As vendas e compras de capacidade no mercado *spot* são avaliadas usando-se o preço no centro de gravidade. Este preço é composto por um custo fixo mensal e o custo operacional da última unidade usada para atingir a demanda. Os preços no centro de gravidades são determinados pela Comissão Nacional de Energia em abril e outubro de cada ano.

No mercado regulado, as geradoras elétricas executam contratos com distribuidores e clientes não regulados. Os termos de contrato são confidenciais, mas pontos de entrega e montantes devem ser divulgados ao Centro de Despacho Econômico de Carga (CDEC). Atualmente, as vendas aos distribuidores estão no Centro de Gravidade de Energia e Preços, contudo a partir de 2010 o processo irá mudar e será baseado no resultado dos preços dos leilões ocorridos em 2006. Tal processo será mandatário para todos os novos contratos.

2.12. PREÇOS FUTUROS PARA CONTRATAÇÃO NO MERCADO BRASILEIRO

2.12.1 Mercado Regulado

A previsão de preços para contratação no Mercado Regulado é feita com base em 3 parâmetros:

a) Análise do portifólio de ofertas candidatas

b) *Price-cap* estabelecido pela ANEEL/EPE

c) Cenários de preço *spot* futuros utilizados para a definição das garantias físicas e dos componentes dos ICBs (COP + CEC)

Os valores atuais de *price-cap* são:

- Hidro: 126 R$/MWh
- Térmica: 141 R$/MWh

Por outro lado, os resultados dos últimos leilões têm demonstrado claramente que:

- A oferta de energia "de base" tem sido escassa
- Os investidores em projetos "de base" têm demonstrado dificuldades para se adaptarem ao *price-cap*

Segundo dados da ANEEL, os resultados dos últimos leilões mostram que:

- Há um montante considerável de UTEs a óleo combustível e até a óleo diesel vencedoras dos últimos leilões, mesmo considerando o prazo para entrega de 3 a 5 anos. Isto é uma indicação clara de que, realmente, ou há pouca oferta de energia "de base", ou os investidores não têm se interessado pelo Mercado Regulado aos preços verificados, ou há uma distorção no cálculo dos ICBs, ou todos estes motivos em conjunto.
- Há uma tendência inevitável de elevação dos preços *spot* médios futuros, uma vez que o custo de combustível dessas plantas é muito elevado, e elas, portanto, somente entram em operação quando os preços *spot* já estão muito elevados, e o sistema está indo em direção a um déficit de energia.

Mais dois outros fatos de fundamental importância merecem destaque, neste ponto:

- Há um montante considerável de energia existente que hoje está contratada com o Mercado Regulado em contratos de venda de energia que expiram em 2013. Diversos consumidores livres e comercializadoras estão se antecipando e contratando parte desta energia desde hoje. Se por um lado, isso significa uma cobertura de parte dos requisitos futuros do Mercado Livre, por outro lado também representa uma demanda futura adicional (e inesperada) para o Mercado Regulado. Isto indica, indubitavelmente, que os preços de energia vão subir no Mercado Regulado, pois os contratos de energia existente "baratos" serão substituídos por contratos de energia nova de custo mais elevado.

Adicionalmente, é importante registrar que alguns fatores já estão contribuindo para a necessidade de elevação dos preços no Mercado Regulado:

- A crescente demanda, a nível mundial por equipamentos de geração de energia elétrica.
- Os preços mais elevados que vêm sendo praticados pelos EPCistas.
- Os custos com estudos e análises ambientais, bem como os custos adicionais para mitigação destes impactos.
- O mercado internacional aquecido de GNL, e sua volatilidade de preços. Além disso, o fato de grande parte do mercado de GNL internacional ser lastreado por contratos de longo prazo com exigências de compromisso de consumo mínimo (*take-or-pay*).
- As necessidades de eventuais "*hedgings*" para proteção contra o pesado sistema de penalizações por falta de combustível imposto pela ANEEL.

Adicionalmente, se os *price-caps* estabelecidos pelo governo não permitirem retornos compatíveis para os investidores em geração de base, inevitavelmente acabarão sendo contratadas ainda mais usinas a óleo, com sérios reflexos na tarifa dos consumidores cativos quando estas usinas forem despachadas.

2.12.2 Mercado Livre

Os preços para contratação de energia no Mercado Livre são estabelecidos, como em qualquer mercado competitivo, pela interação entre oferta e demanda. Os preços no

curto/médio prazo são afetados significativamente pelo preço *spot* corrente e pelas expectativas dos agentes sobre a sua evolução no horizonte próximo. Já os preços de longo prazo têm uma correlação forte com o custo marginal de expansão da geração, onde os leilões do Mercado Regulado têm papel importante na sinalização do preço futuro de energia.

Apesar das indicações claras de que um desequilíbrio entre oferta e demanda está próximo, consumidores livres têm sempre uma grande expectativa de comprar energia a preços baixos, associados às hidrologias favoráveis. Por outro lado, eles têm aversão a uma elevação repentina do preço *spot* e da penalidade por falta de lastro. O que tem se observado é que em função do desequilíbrio entre oferta e demanda, e as penalidades por falta de lastro que atingirão aproximadamente 130 R$/MWh em 2008, os consumidores têm buscado contratar com antecedência um volume crescente de seus requisitos de energia, mas deixando ainda uma parcela significativa exposta aos preços de curto prazo.

Já os geradores com sobra para ser comercializada buscam preços mais altos, mas têm aversão a preços baixos, quando muitas vezes a sua energia é liquidada a preço spot (ou vendida como lastro físico).

Desta forma, tanto geradores quanto consumidores buscam contratar parte de sua energia (vender ou comprar) através de contratos de longo-prazo, e mantêm parte exposta aos preços de curto prazo para tentar melhorar o seu resultado global (minimizar o custo total para consumidores livres e maximizar as receitas para os geradores).

As figuras a seguir dão uma indicação de como se formam as expectativas de preço para os próximos anos para o Mercado Livre.

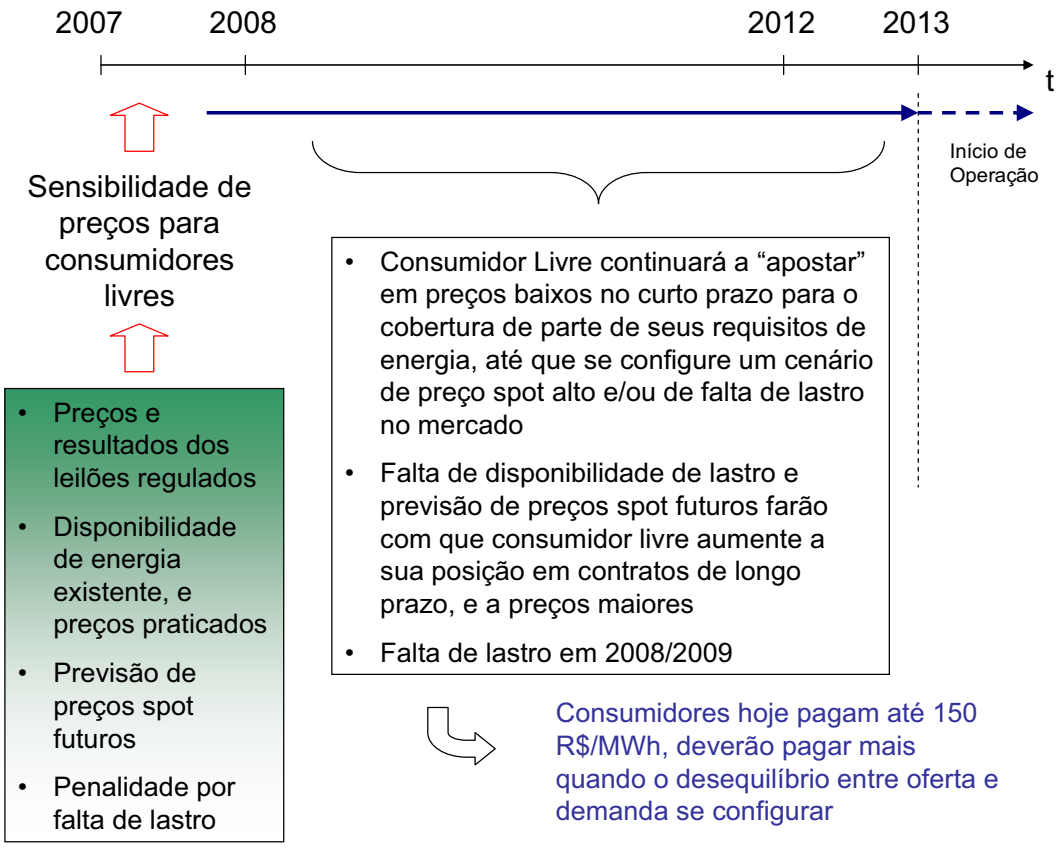


Figura – Comportamento de Preços no Mercado Livre (1)

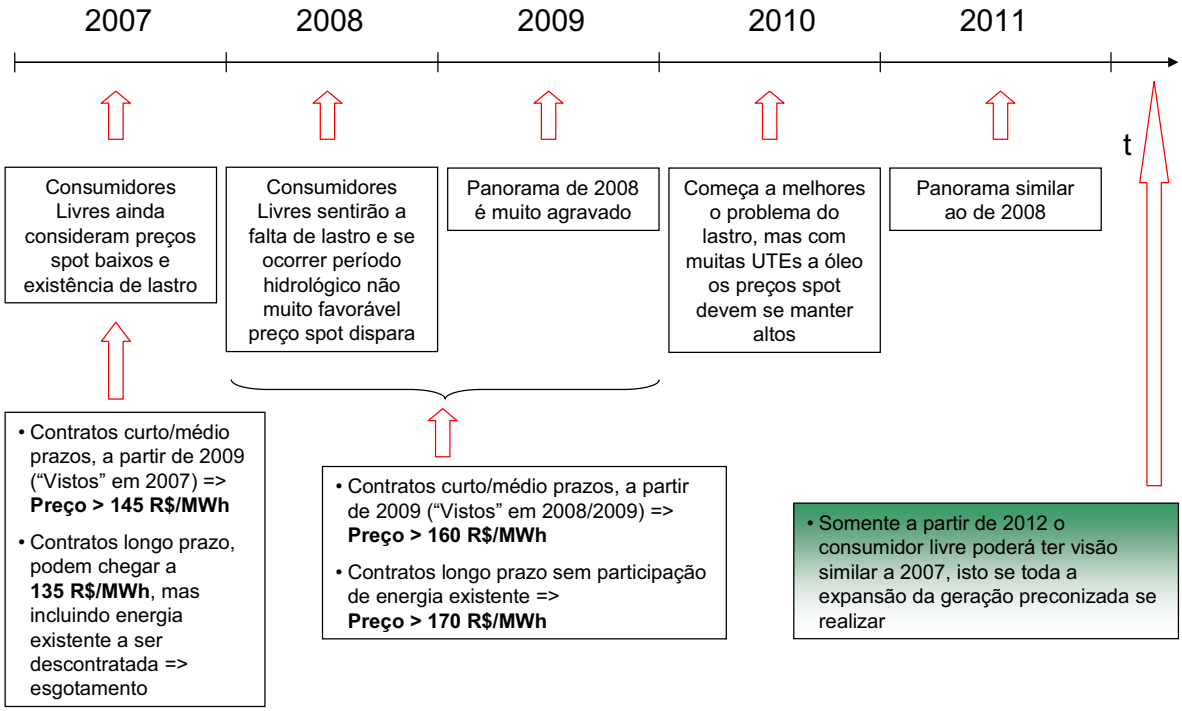


Figura – Comportamento de Preços no Mercado Livre (2)

2.13. ESTRATÉGIA BÁSICA PARA COMERCIALIZAÇÃO NO SIN

A estratégia básica para comercialização de energia das usinas do portifólio da MPX localizadas no Sistema Interligado Nacional (SIN) será baseada nas análises apresentadas nas seções anteriores.

As bases para a estratégia podem ser resumidas em:

- O Trabalho da PSR mostra que em todos os cenários de expansão considerados haverá espaço para a alocação da energia das usinas do Portfólio da MPX.
- Além disso, as análises da evolução das condições de suprimento futuras no SIN indicam uma elevação significativa dos preços *spot* esperados, com um conseqüente aumento dos preços para contratação de energia, tanto no Mercado Livre quanto no Mercado Regulado.
- O balanço entre oferta e demanda para os anos de 2008 e 2009 mostram um déficit estrutural de energia assegurada. A solução para este problema seria a construção de

novas usinas ou a antecipação de usinas que estão em construção, o que é praticamente impossível neste período.

- Este déficit de energia assegurada em 2008 e 2009 afetará principalmente o Mercado Livre, uma vez que as Distribuidoras já estão 100% contratadas pare este período.
- Os consumidores livres que ficarem sem lastro em 2008 e 2009 estarão expostos a uma penalidade da ordem de 130,00 R$/MWh, ou seja, estes consumidores terão de pagar preço *spot* acrescido de penalidade. Isto levará os consumidores livres em geral a aumentar suas posições de compra de energia em contratos de longo prazo, e, naturalmente, a aceitar pagar preços mais altos pela energia.
- Não se considera relevante a possibilidade de que os aumentos de preços no Mercado Livre levem um número grande de consumidores livres a migrar de volta para o Mercado Regulado, uma vez que as tarifas do Mercado Regulado também deverão crescer no médio/longo prazo, em função do aumento da participação de energia nova no portfólio das distribuidoras, da recontratação de energia existente a preços bem mais elevados, e ao crescimento dos encargos setoriais.
- Mesmo que haja uma grande migração de consumidores livres para o Mercado Regulado, isto representará um aumento na demanda das distribuidoras, com reflexos nos preços do Mercado Regulado. Naturalmente, neste ambiente, o governo terá que rever os *price-caps* dos leilões, aumentando a atratividade do Mercado Regulado para os investidores em geração.
- Qualquer que seja o cenário de expansão nos próximos anos, o que está claro é que os preços de energia no Mercado Livre e no Mercado Regulado aumentarão. Haverá momentos em que o Mercado Livre será mais atrativo para os investidores, e outros em que o Mercado Regulado será mais atrativo, idem para os consumidores.
- Os *spreads* de preço entre o Mercado Livre e o Mercado Regulado serão afetados por diversos fatores, sendo os principais: *price-caps* considerados nos leilões regulados; quantidade de energia existente descontratada e que poderá ser contratada em cada mercado, aumento dos anseios de consumidores livres em adquirir energia através de contratos de longo prazo devido ao esgotamento de lastro e exposição a penalidades.

Assim sendo, investidores que tiverem posição em projetos que entrarão em operação em diversos momentos do futuro, como é o caso da MPX, poderão escolher o melhor momento e o mercado mais adequado para a alocação da energia do portfólio a preços competitivos.

Neste contexto, os princípios básicos da estratégia de comercialização de energia de cada usina do portfólio da MPX são detalhados mais no cpítulo 3 deste Relatório, nos itens relativos a cada projeto de geração..

2.14. JUSTIFICATIVA DO CARVÃO MINERAL COMO COMBUSTÍVEL PARA AS TERMELÉTRICAS NO BRASIL

A MPX identificou que a integração vertical, com minas próprias de carvão será um dos pontos mais interessantes do portfólio da empresa:

(1) No Sistema Brasileiro,este é, efetivamente, um diferencial positivo da MPX. Isto porque a maior parcela da geração do sistema brasileiro é de geração hidrelétrica, onde os geradores não têm nenhum tipo de controle sobre o fornecimento de combustível (água); a segunda maior parcela de geração é de térmicas a gás natural, onde os produtores independentes privados também não têm nenhum tipo de controle sobre o fornecimento de combustível, uma vez que dependem, atualmente, de um único fornecedor (Petrobras). Ao contrário, as plantas da MPX terão o fornecimento de combustível totalmente controlado pela empresa, pois utilizarão estratégias de verticalização, não ficando sujeita a penalidades por falte de suprimento de combustíveis sobre os quais não dispõe nenhum controle.

(2) No Mercado Regulado, a estratégia de fornecimento de combustível será feita ou através de minas próprias, ou através de contratos de longo/médio prazos, ou até mesmo por contratos de curto prazo. Isto porque o CCEAR estipula que não há risco de variação de câmbio para a aquisição de carvão, e que os dispêndios com combustível serão repassados ao consumidor final, sem risco, portanto, para o gerador. Deve-se ainda destacar que tais contratos serão estabelecidos com fornecedores de grande porte e experiência no mercado internacional (Glencore, BHP Billington, AMCI, etc.) ou com a EDP (Energias de Portugal) experiente agente neste mercado de carvão e parceira da MPX no projeto da UTE MPX Pecém.

(3) No Mercado Livre, como a venda será de energia e não de disponibilidade, a estratégia da empresa é dispor de minas próprias, dedicadas ao projeto. A empresa, para tais minas, estará utilizando parcerias estratégicas com players consagrados e altamente experientes do mercado internacional do carvão. Nesse sentido, já temos opção de aquisição de mina em Moçambique, através da AMCI. Por outro lado a empresa já está em fase de negociações com outros potenciais parceiros, operadores de minas de carvão, no sentido de viabilizar diversas alternativas de suprimento próprio de carvão. Um exemplo típico de tais negociações é a Drummond, com mina própria de grande porte na Colômbia.

(4) Deve-se destacar também que o Grupo EBX tem larga experiência na área de mineração, e mineração de carvão não pode ser considerado algo muito diferente. Além disso, a MPX já é proprietária de 70% da Mina de Seival, em parceria com a COPELMI, que têm larga experiência em mineração de carvão.

Portanto, a estratégia da MPX é calcada em contratos de longo/médio/curto prazos, ou com utilizações de minas próprias, sempre em parcerias com agentes da primeira linha do mercado nacional e internacional.

3. AVALIAÇÕES DOS PROJETOS

3.1. UTE MPX (PECÉM)

3.1.1 Descrição da Usina

A usina UTE MPX (Pecém) é uma instalação de carvão pulverizado (PC), consistindo de dois geradores de vapor subcríticos de 360 MW cada e turbinas de vapor correspondentes. O projeto está sendo desenvolvido através de parceria equivalente por MPX e Energias de Brasil (EDP) e está planejada para tornar-se comercialmente disponível no segundo semestre de 2011.

Figura 3.1-1: UTE MPX no Brasil

A MPX/EDP participou do leilão de energia A-5 em 16 de outubro de 2007 onde foi vencedora e assim, deverá fornecer quase totalidade de sua capacidade instalada para o ACR (aproximadamente 95%) até o dia primeiro de janeiro de 2012.

A instalação estará localizada a 6 km do porto de Pecém, CE. A área da usina, de 130 ha está dentro de um distrito industrial denominado Complexo Industrial e Portuário de Pecém (CIPP), que está localizado no município de São Gonçalo do Amarante, a cerca de 40 km da cidade de Fortaleza. A área é de propriedade da MPX. A Figura 3.1-1 mostra a localização da instalação.

MPX firmou um acordo preliminar para o suprimento de carvão por *American Metals & Coal*. O carvão será entregue do estoque no porto, à usina, via um sistema de correia transportadora. A água para a torre de resfriamento e as caldeiras será fornecida pela COGERH (Companhia de Gestão de Recursos Hídricos).

Uma segunda unidade, Fase II, está sendo planejada e adicionará mais 360 MW no site de Pecém. A intenção é ter esta segunda fase disponível para comercialização no ACR e ACL em 2013, sendo que o planejado é alocar aproximadamente 85% de sua capacidade no ACR e 15% no ACL.

3.1.2 Equipamentos Principais

A instalação UTE MPX (Pecém) consistirá de dois geradores de vapor subcríticos, a carvão pulverizado (PC) e turbinas de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o aquecimento necessário para converter o suprimento de água de alta qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica, através de um gerador elétrico. O vapor que é descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O vapor descarregado da turbina, de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP) e é conduzido através de uma turbina de vapor LP para capturar a energia remanescente. A Figura 3.1-2 mostra um diagrama de fluxo de bloco de alto nível para uma usina operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

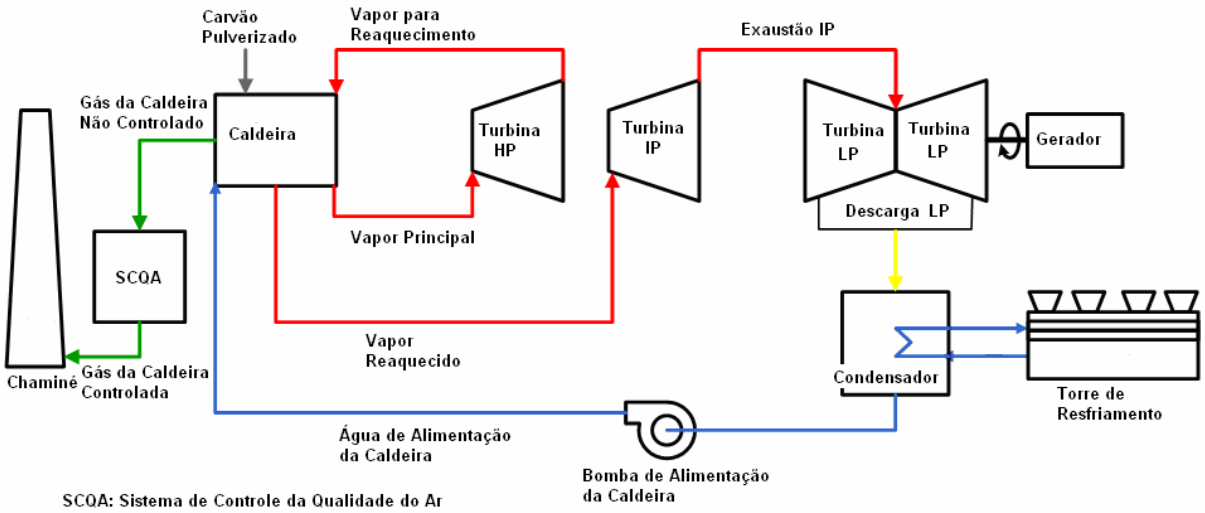


Figura 3.1-2

Diagrama de Bloco, do Fluxo da Usina de Energia Operada a Carvão

O projeto inclui dois precipitadores eletrostáticos por gerador de vapor, que seriam instalados na trajetória de saída do gás de fumeiro, para reduzir as emissões de partículas. O projeto também inclui um processo de dessulfuração com calcário, para redução da emissão de SO_2 pela chaminé.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas de força operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas de relativamente fácil operação e manutenção.

3.1.3 Suprimento de Combustível

O suprimento de carvão será feito via Porto de Pecém. O porto tem atualmente capacidade para receber navios Handymax e Panamax, que poderiam entregar carvão de regiões mais próximas, e também tem capacidade de receber navios Capesize maiores, que poderiam entregar carvão de regiões mais distantes. Um benefício adicional de entregar carvão no Porto de Pecém é o potencial de carga de retorno, de itens exportados pela CIPP, nos navios de entrega de carvão descarregados.

Uma vez descarregado dos navios de entrega, o carvão será transportado para armazenamento e consumo na UTE MPX (Pecém) via correia transportadora.

3.1.4 Água e Água Residual

As usinas do tipo PC exigem substanciais recursos de água para atendimento aos sistemas de refrigeração dos equipamentos, reposição do ciclo térmico e para a torre de resfriamento. O consumo total de água da usina, com torre de resfriamento de úmido, será entre 26,5 e 39,7 m^3/min.

A água bruta será fornecida pela COGERH. A água bruta não tratada será utilizada para água da torre de resfriamento e água para serviço da usina. A água para os geradores de vapor será tratada nas instalações de tratamento de água bruta da usina.

Um sistema de tratamento de água residual foi projetado para recolher e processar água dos drenos, descarga das caldeiras, descarga da torre de resfriamento, e outras descargas de água da usina em geral. O sistema de tratamento de água residual utilizará tecnologias de neutralização e agitação de ar. Um sistema separado será instalado para coletar e tratar o esgoto sanitário.

3.1.5 Interconexão Elétrica

A usina será conectada a uma subestação de manobras de 230 kV próxima à usina, permitindo à usina um meio de interconexão com a rede de distribuição de energia do SIN. A usina conterá dois geradores de 360 MW refrigerados a hidrogênio, que se conectarão subestação através dos transformadores elevadores dos geradores. A voltagem dos geradores será de 20kV, 60 Hz, com um fator de potência de 0,85. Cada unidade terá um transformador auxiliar, e compartilhará um transformador de partida/reserva.

3.1.6 Considerações Ambientais

3.1.6.1 Licenças e Aprovações Ambientais

A usina já possui a Licença de Instalação (LI) Nº 598/2006 emitida pela Agência Ambiental do Estado do Ceará, SEMACE, em 26 de dezembro de 2006, autorizando MPX Mineração e Energia Ltda. a construir a usina termoelétrica proposta, de 700 MW, em Pecém.

Uma vez obtida à certificação do Município de São Gonçalo do Amarante e a Autorização de Desmatamento de SEMACE, nos próximos meses, todos os requisitos de licenciamento ambiental, necessários para começar a construção, estarão satisfeitos. Uma permissão para Retirada de Água não é exigida ou necessária, porque a água será fornecida por uma companhia de água local.

O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) do projeto, submetido a SEMACE em 3 de abril de 2006, foi preparada de acordo com os Termos de Referência 113/2006 datados de 13 de março de 2006. Esse EIA sumarizou os estudos para determinar as condições da linha base e análise dos impactos potenciais do desenvolvimento da usina sobre o meio ambiente. Também propôs medidas de mitigação e controles para minimizar ou evitar os impactos potenciais identificados no relatório e manter o cumprimento dos requisitos regulatórios ambientais federais, estaduais e municipais, e outros aplicáveis. Ao todo, o EIA identificou 186 impactos ambientais, dos quais 104 (55,91%) foram caracterizados como benéficos, e 82 (44,09%) foram caracterizados como adversos. Compromissos para mitigação ambiental e compensação foram inicialmente estabelecidos na EIA e na Licença Prévia Nº 500/2006. Descrições mais detalhadas sobre gestão ambiental e práticas e compromissos de mitigação estão estabelecidos no Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP) e LI.

3.1.6.2 *Projeto e Desempenho Ambiental*

Emissões Atmosféricas:

A usina MPX (Pecém) foi projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. A fim de manter o cumprimento desses padrões de emissão do Banco Mundial e de CONAMA, aplicáveis, o projeto será equipado com queimadores de baixo NOx, um sistema de dessulfuração (FGD) para remoção de SO_2 e um precipitador eletrostático para remoção de material particulado do gás de escape da caldeira.

A Tabela 3.1-1 apresenta os padrões aplicáveis e as emissões previstas para a usina MPX (Pecém).

Tabela 3.1-1
Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	Brasil [1]	Banco Mundial [2]	Emissões Previstas [3]	Equipamentos de Controle [3]
Matéria de partículas (PM)	800 g/MMkcal (carvão)	50 mg/Nm^3	42 mg/m^3	ESP
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2000 g/MMkcal (carvão)	2.000 mg/Nm^3 120 tpd (700 MW)	189 mg/m^3 10.85 tpd	FGD Úmido
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	N/A	750 mg/Nm^3 ou 365 ppm (carvão)	900 mg/m^3	Queimadores de Baixo NO_x

[1] Resolução CONAMA Nº 8 de 6 de dezembro de 1990.
[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999):
Nm^3 é medido a 0ºC e 1 atm (101,3 quilo Pascais ou 760 mm Hg).
Total de emissões de massa são em toneladas métricas por dia (tpd).
Todos os níveis de emissão máxima deverão ser alcançados pelo menos 95 por cento do tempo em que a usina ou unidade estiver operando, média calculada anualmente
[3] Geoconsulta de Avaliação de Impacto Ambiental.

Efluentes Líquidos:

As águas residuais da usina serão tratadas com separadores óleo/água e uma bacia de neutralização, para atender os limites estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 20/1986 e na Portaria SEMACE Nº 097 de 3 de abril de 1996, antes de descarregá-las para o sistema de descarte de efluntes dentro do CIPP. Uma comparação entre os limites de efluentes líquidos do Banco Mundial e de CONAMA do Brasil está apresentada abaixo, na Tabela 3.1-2.

Tabela 3.1-2
Padrões para Efluentes Líquidos

Poluente	Brasil[(1)]	Banco Mundial[(2)]
pH	5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total]		
Cromo (total)	N/A	0,5 mg/l
Cromo (hexavalente)	0,5 mg/l	N/A
Cobre	1,0 mg/l	0,5 mg/l
Ferro	15,0 mg/l (solúvel)	1,0 mg/l
Níquel	2,0 mg/l	N/A
Zinco	5,0 mg/l	1,0 mg/l
Óleo & Graxa	20 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	1 ml/l - teste de 1 hora em cone imhoff	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	aumento de 3ºC no centro de recebimento de água, <40ºC no máximo	3ºC acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura

(1) Com base nos padrões discriminados no Artigo 21 da Resolução CONAMA Nº 20, de 18 de junho de 1986.

(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999)

Rejeitos Sólidos:

Subprodutos de refugo sólido da combustão, inclusive cinzas em suspensão, cinzas depositadas, e sólidos do purificador de gases, podem ser beneficamente reutilizados para estabilização, re-enchimento de minas, produção de cimento, e cultivo agrícola. Estima-se que 1.119 (2 x 559,68) toneladas de cinza serão geradas por dia através das operações contínuas da usina. O FGD produzirá gesso que poderá ser utilizado na fabricação de painéis. Todos os subprodutos da combustão que não forem vendidos para reutilização benéfica serão descartados no local, num aterro a ser permitido em separado no futuro.

Ruídos:

Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não irão ultrapassar 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzem altos níveis de ruído ficarão situados dentro de invólucros acústicos, ou localizados de forma a minimizar as emissões de ruído fora do local.

A Tabela 3.1-3 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Tabela 3.1-3
Padrões de Ruído

Local	Brasil	Banco Mundial
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	A equipe de trabalho deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.

(1) Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente.
Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas.
Medido 2 metros além dos limites da propriedade.
(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto

Compromissos de Mitigação e Monitoramento

Medidas e práticas de mitigação serão implementadas para minimizar os impactos ambientais oriundos da construção da usina e das atividades de operação. O EIA destaca as medidas a serem tomadas, e um BEAP mais detalhado foi preparado para implementar essas medidas. Adicionalmente, compensação monetária pelos impactos ambientais deverá ser paga a SEMACE, que é tipicamente determinada com base numa porcentagem das despesas de capital do projeto que foi definido em 0,5% a serem pagas no início da construção.

As atividades de monitoramento incluirão, sem limitação, a instalação de um sistema de monitoramento contínuo das emissões, para rastrear emissões de SO_2, PM e NO_x; o monitoramento periódico da qualidade do ar; o monitoramento dos efluentes líquidos sendo descarregados; bem como a amostragem e análise periódica dos poços de monitoramento da água do solo e da vazão da água de chuva coletada. Barreiras serão criadas, conforme necessário, para reduzir e minimizar as emissões de ruído para fora do local. A vegetação retirada do local será replantada ou indenizada. Serão estabelecidos programas para gestão de rejeitos sólidos e treinamento da equipe de trabalho em assuntos ambientais.

3.1.7 Dados Financeiros

3.1.7.1 Investimento

A Maire Engineering do Brasil foi escolhida para fazer a instalação em regime *turn-key* da UTE MPX (Pecém), cujo investimento total será de US$ 1.695/kW ou aproximadamente US$ 1,22 bilhões para uma instalação de 720 MW.

O desenvolvimento da usina iniciará em 2007 e continuará até 2011. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentada na tabela 3.1-4

Tabela 3.1-4
UTE MPX Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentagem do investimento total)

2007	2008	2009	2010	2011
10,0%	14,6%	53,5%	15,7%	6,2%

3.1.7.2 *Despesas Operacionais*

Conforme apresentado no relatório da Black & Veatch os custos de O&M fixos e variáveis, excluído o custo do combustível, são regidos pela opção da tecnologia da usina, fator de capacidade anual, provisão para a manutenção maior, custos de consumíveis (água, químicos e reagentes para tratamento das emissões, adicionalmente ao fator de capacidade da usina).

Considerando os custos acima discriminados, os custos fixos e variáveis calculados resultaram nos seguintes valores:

Tabela 3.1-5
Sumário das Despesas Anuais com O&M Fixo (US $000)

Custo Fixo	Unidade 1 (360 MW)	Unidade 2 (360 MW)	Total (720 MW)
Trabalho			
Operação	4.013	3.281	7.291
Manutenção	2.815	2.134	5.630
Serviços Técnicos	579	152	731
Administração	542	0	542
Subtotal Trabalho	7.949	5.569	13.518
Manutenção de Rotina			
Subtotal	2.074	2.074	4.148
Outras Despesas			
Escritório e Administrativo	795	557	1,352
Bonus e Pagamento de Incentivos	795	557	1,352
Outros Pagamentos Fixos	1.590	1.114	2.704
Total Custos Fixos	11.614	8.757	20.371
Capacidade Líquida da Planta, kW	360.000	360.000	720.000
Custo Fixo por Unidade de Geração, US$/kW-ano	32,26	24,33	28,29

Tabela 3.1-6 Sumário das Despesas Anuais com O&M Variável(US $000)			
Custo Variável	Unidade 1 (360 MW)	Unidade 2 (360 MW)	Total (720 MW)
Manutenção Forçada			
Turbina (por ano)	290	290	580
Caldeira (por ano)	291	291	582
Auxiliares da Planta (por ano)	357	357	714
Total de Manutenção Forçada (US$/MWh)	937	937	1.864
Caldeira	152	152	304
Torre de Resfriamento	285	285	570
Água	213	213	426
Descarte de Cinzas	440	440	880
Desulfurização do Gás de Combustão	228	228	456
ESP	145	145	290
Total Custo Variável	2.401	2.401	4.802
Geração Líquida Anual (MWh)	1.685.897	1.685.897	3.371.794
Custo Variável Unitário (US$/MWh)	1,42	1,42	1,42

Custo Variável de Combustível:

Para a determinação do custo foram consideradas as seguintes premissas:

- Consumo específico das caldeiras: 246 t/h
- Preço do Carvão Mineral: R$ 158,92/ton (US$ 79,46/ton, CIF, com impostos e taxas)
- Custo Variável calculado: R$ 54,30/MWh

Para a parcela vendida no ACR este custo variável será repassado diretamente ao consumidor.

Para a venda no ACL, o preço de energia deverá considerar estes custos.

3.1.7.3 Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica

As tabelas a seguir apresentam todos os tributos e encargos que incidem na comercialização de energia de gerador para Comercializador/Distribuidor e para Consumidor Livre.

Tabela - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor:

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento
IRPJ + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido às características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

(**) Este projeto é beneficiado pelo incentivo de redução de 75% do IRPJ (SUDENE).

Tabela - Venda de Gerador para Consumidor Livre

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
ICMS	18% a 30% dependendo do estado	Faturamento (por dentro)
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS - incluindo ICMS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento (incluindo ICMS)
IRPJ (**) + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta (Sem ICMS)
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido às características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

(**) Este projeto é beneficiado pelo incentivo de redução de 75% do IRPJ (SUDENE).

3.1.7.4 Comercialização

3.1.7.5 Receitas do Mercado Regulado

A UTE MPX (Pecém) comercializou no último leilão de energia o montante de 615 MW médios a um valor de R$ 417,4 milhões/ano, corrigidos pelo IPCA, para um contrato de 15 anos. Esta receita remunera os custos de investimento e os custos fixos.

Os custos variáveis serão reembolsados em separado, sempre que a usina for despachada, de acordo com os valores apresentados na tabela 3.1-6, anterior, mais o custo do combustível.

O reembolso do custo do combustível considera o repasse integral da variação do preço internacional do carvão (CIF ARA PLATTS) mais a variação do câmbio, enquanto que a parcela de O&M variável é reajustada pelo IPCA.

Maiores detalhes do mercado do ACR estão apresentados no Capítulo 2 deste Relatório.

3.1.7.6 Receitas do Mercado Livre

Existe um excedente de energia de cerca de 30 MW médios que poderá ser comercializado no Mercado Livre nos próximos anos.

3.1.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.1.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina deste porte requer conhecimento e experiência. A MPX está buscando no mercado, profissionais altamente capacitados, que serão treinados durante a fase de construção da usina (alguns no exterior), para que na entrada em operação todos eles estejam totalmente preparados para exercer as suas funções. Além disso, a EDP que é a parceira neste projeto possui uma usina de cerca de 1200 MW em Portugal, onde os operadores serão treinados.

Na fase de comissionamaento e partida da usina, o Fornecedor principal enviará os profissionais cada equipamento para realizar a supervisão da partida, pré-operação e operação inicial das mesmas.

O carvão mineral como combustível é o mais abundante atualmente. Muito mais do que o óleo ou o gás natural (vide capítulo 1). Adicionalmente a MPX conta com uma promessa de fornecimento de carvão a longo prazo, reajustado pelo índice CIF-ARA-PLATTS que será totalmente repassado para o preço de geração da usina o que minimiza consideravelmente o risco no preço da energia elétrica produzida.

O CE possui uma grande quantidade de empresas fornecedoras de insumo como calcário, que será necessário para o dessulfurizador. Adicionalmente, a proximidade com os grandes centros populacionais como Fortaleza, facilita a contratação de mão-de-obra qualificada.

3.1.8.2 Risco Tecnológico

A tecnologia escolhida para a usina que é um Ciclo Rankine, com caldeira tipo PC subcrítica e gerador de 360 MW acionada por turbina a vapor é largamente utilizada no mundo todo e já é uma tecnologia consolidada com diversos fornecedores de equipamentos.

Além disso, a MPX já selecionou o Fornecedor da usina, no modelo EPC *Turn-Key* onde os principais equipamentos já foram selecionados. Reduzindo sensivelmente o risco na qualidade do fornecimento e na garantia de desempenho da usina.

3.1.8.3 Risco Ambiental

Os riscos ambientais da UTE MPX (Pecém) estão apresentados no capítulo 3.2.2. Como a usina já possui a LI, o valor da compensação já está definida e como as condicionantes apresentadas pela SEMACE são mínimas, pode se concluir que os riscos são os menores possíveis para a instalação da usina.

3.1.8.4 Risco Financeiro

A companhia possui uma política de *hedge* (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Além disso, a compnhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.2. UTE TERMOMARANHÃO

3.2.1 Descrição da Usina

A usina UTE Termomaranhão é uma usina de carvão pulverizado, consistindo de um gerador de vapor subcrítico de 360 MW e turbina de vapor correspondente. O projeto está sendo desenvolvido pela MPX, e está planejado para tornar-se comercialmente disponível em 2011.

A MPX participou do leilão de energia A-5 em 16 de outubro de 2007 onde foi vencedor e assim, deverá fornecer a quase totalidade da sua capacidade instalada para o ACR (aproximadamente 97%) até o dia primeiro de janeiro de 2012.

Figura 3.2-1: UTE Termomaranhão

A usina ficará localizada a 5 km do porto de Itaqui, no Estado do Maranhão. O local será numa área não desenvolvida que fica a cerca de 20 km de São Luís. A usina será construída num terreno de 500.000 metros quadrados pertencente ao Estado, sob uma concessão conferida pelo Estado do Maranhão. A Figura 3.2-1 ilustra a localização da instalação.

O carvão será fornecido da Colômbia e entregue do estoque no porto à usina através de um sistema transportador. A água para a torre de resfriamento será captada do mar.

Uma segunda unidade, Fase II, está sendo planejada e que adiconará mais 360 MW no mesmo local. A intenção é ter esta segunda fase disponível para comercialização no ACL e no ACR em 2013, sendo que o planejado é alocar aproximadamente 85% de sua capacidade no ACR e 15% no ACL.

3.2.2 Equipamentos Principais

A usina de Termomaranhão consistirá de um gerador de vapor subcrítico operado a carvão pulverizado e uma turbina de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o calor necessário para converter o suprimento de água de alta

qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica através de um gerador elétrico. O vapor descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O vapor descarregado pela turbina de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP), e é passado através de uma turbina de vapor LP para capturar a energia remanescente. A Figura 3.2-2 mostra um diagrama de bloco de fluxo de alto nível para uma usina de força operada a carvão típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

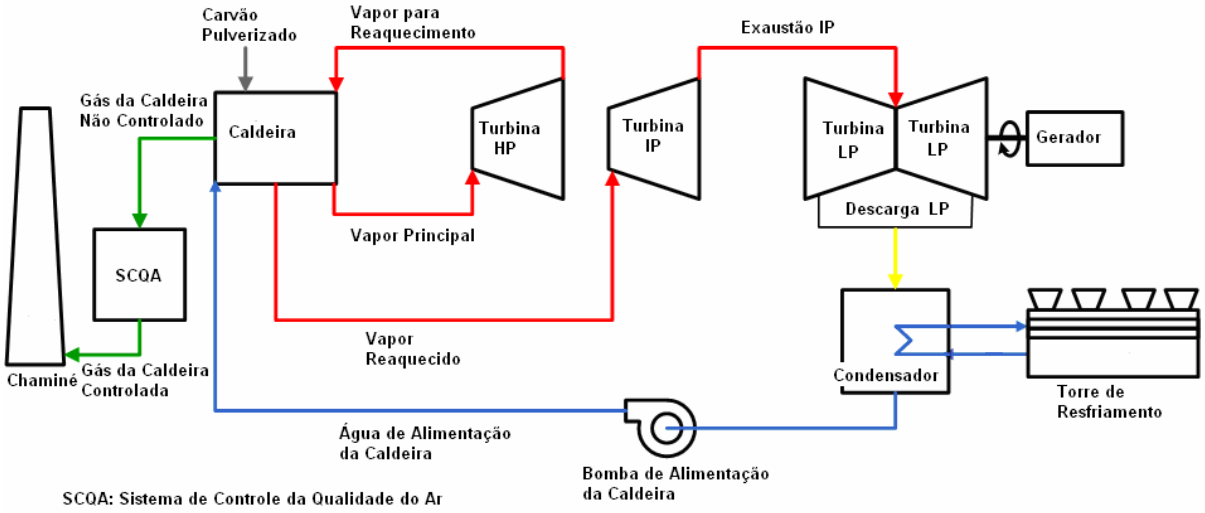


Figura 3.2-2
Diagrama de Bloco, do Fluxo da Usina de Energia Operada a Carvão

O projeto inclui um dessulfurizador para remoção das emissões de SO_2 e um precipitador eletrostático para remover emissões de partículas dos gases da chaminé. A usina terá uma chaminé de 90 metros, e uma torre de resfriamento de tração mecânica, que utilizará água do mar para resfriamento.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas de força operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas de relativamente fácil operação e manutenção.

3.2.3 Suprimento de Combustível

O Porto de Itaqui é capaz de receber navios Panamax. Uma instalação para receber carvão será instalada para transferir o carvão de navios de embarque a uma esteira transportadora de 1.250 toneladas/hora. A esteira transportadora levará o carvão até a divisa da usina, para armazenamento e utilização.. A manipulação de carvão incluirá depósitos de carvão, moendas e alimentadores de carvão.

O diesel para acionar e alimentar o gerador da estação será entregue à usina por caminhão, e armazenado num reservatório apropriado.

3.2.4 Água e Água Residual

A água bruta do mar será fornecida à usina através de uma linha de 5 km desde a área do porto, correndo em paralelo ao transportador de carvão. A água do mar quimicamente tratada será utilizada para a torre de resfriamento; a água para outras aplicações na estação, inclusive para caldeira, e para uso sanitário e potável, será dessalinizada através de um dessalinizador de osmose reversa.

A descarga da caldeira, rejeito do regenerador do desmineralizador, água rejeitada do dessalinizador, fluxo de água das áreas de armazenamento de carvão e descarte de cinzas, e a água coletada em diversos drenos, será encaminhada para uma lagoa de neutralização, antes de ser descarregada para o mar ou reaproveitada. Todos os fluxos sanitários serão direcionados para um tanque séptico.

3.2.5 Interconexão Elétrica

A conexão ao SIN se dará por meio da subestação São Luis II localizada a cerca de 24 km da usina.

A usina conterá um gerador resfriado a hidrogênio, de 360 MW, que conectará ao pátio de manobras através do transformador elevador do gerador. A voltagem do gerador será de 20kV, 60Hz, com um fator de potência de 0,85. A usina incluirá um transformador auxiliar e um transformador de partida/reserva.

3.2.6 Considerações Ambientais

3.2.6.1 Situação do Projeto

A UTE Termomaranhão está localizada a cerca de 5 km do Porto de Itaqui, dentro de um distrito industrial denominado Distrito Industrial de São Luís. MPX obteve uma opção para arrendar o local, condicionada ao no leilão de energia. O local é atualmente ocupado por 70 famílias, que deverão ser relocadas e receber compensação pelo reassentamento.

O carvão será levado por transportador de correia do porto até a usina.

A água do mar será retirada do porto e entregue através de tubulação, ao longo da linha dos transportadores de carvão, até a usina, para resfriamento e dessalinizaçao para uso como água de processamento. Um circuito duplo de linha de transmissão de 230 kV ligará a usina a uma subestação São Luis II localizada a cerca de 24 km da usina.

3.2.6.2 Licenças e Aprovações Ambientais

Uma Licença Prévia (LP) Nº 043/2007 foi emitida pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais (SEMA) em 21 de março de 2007, mediante a submissão de um relatório de avaliação ambiental simplificado. Um EIA/RIMA está sendo preparado, segundo a solicitação do Procurador local, para uma regularização do processo. Esses documentos, juntamente com um Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP) serão completados e submetidos, juntamente com uma Certificação do Município de São Luís, ao SEMA, para análise e emissão de uma Licença de Instalação (LI).

Logo depois, uma permissão para Retirada de Água será obtida da Agência Nacional de Águas (ANA) para retirada de água do mar, e uma Autorização de Desmatamento será obtida da SEMA, a emissão dessas licenças autorizará o início da construção da usina..

3.2.6.3 Projeto e Desempenho Ambiental

A Usina Termomaranhão foi projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. Ambos, a agência ambiental federal brasileira CONAMA e o Banco Mundial estabeleceram padrões e diretrizes para emissões por chaminé de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM). O Banco Mundial também estabeleceu diretrizes para emissões de óxido de nitrogênio (NO_x) de novas usinas térmicas de combustível sólido (carvão), que são reguladas pelas agências estatais no Brasil.

Emissões Atmosféricas:

A usina Termomaranhão foi projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. A fim de manter o cumprimento desses padrões de emissão do Banco Mundial e de CONAMA, aplicáveis, o projeto será equipado com queimadores de baixo NOx, um sistema de dessulfuração (FGD) para remoção de SO_2 e um precipitador eletrostático para remoção de material particulado do gás de escape da caldeira. A Tabela 3.2-1 apresenta os padrões aplicáveis e as emissões previstas para a usina MPX (Pecém).

Tabela 3.2-1
Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	**Brasil**[1]	**Banco Mundial** [2]	**Emissões Previstas** [3]	**Equipamentos de Controle** [3]
Matéria de partículas (PM)	800 g/MMkcal (carvão & óleo)	50 mg/Nm^3 (todos os combustíveis)	50 mg/Nm^3 (carvão e óleo)	ESP
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2.000 g/MMkcal (carvão & óleo combustível)	2.000 mg/Nm^3 70 tpd para 350 MW (todos os combustíveis)	400 mg/Nm^3 (carvão) <1,800 mg/Nm^3 (óleo combustível)	Espaço reservado para futura FGD úmida
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	N/A	750 mg/Nm^3 or 365 ppm (carvão)	500 mg/Nm^3 <300 mg/Nm^3	Queimadores de baixo NO_x

[(1)] Resolução CONAMA Nº 8 de 6 de dezembro de 1990.

[(2)] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999):

Nm^3 é medido a 0ºC e 1 atm (101,3 quilo Pascais ou 760 mm Hg).

Total de emissões de massa são em toneladas métricas por dia (tpd).

Todos os níveis de emissão máxima deverão ser alcançados pelo menos 95 por cento do tempo em que a usina ou unidade estiver operando, média calculada anualmente.

[(3)] Valores de Desempenho e Garantia baseados em gás seco, condições normais, e 6 por cento de teor de O_2.

Efluentes Líquidos:

As águas residuais da usina, provenientes de drenos no piso ao redor de transformadores, áreas de estacionamento e oficina, serão direcionadas para separadores óleo/água e depois para uma bacia de neutralização, que também coletará e tratará efluentes das lavagens de diversos equipamentos, da lagoa de fluxo da pilha de carvão e do sistema de secagem de lama. Os efluentes da bacia serão coletados num poço de controle, para teste antes da descarga, a fim de assegurar que todos os limites aplicáveis, estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 20/1986, sejam cumpridos antes de descarregar para o mar ou para reaproveitamento. Os efluentes que não atenderem esses padrões recirculados para a bacia ou para um purificador, para tratamento adicional através de dosagem química. Todos os fluxos sanitários serão encaminhados para um tanque séptico. Uma comparação entre os limites de efluentes líquidos do Banco Mundial e de CONAMA do Brasil, é apresentada abaixo, na Tabela 3.2-2.

Tabela 3.2-2 Padrões para Efluentes Líquidos		
Poluente	Brasil[1]	Banco Mundial [2]
pH	5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total] Cromo (total) Cromo (hexavalente) Cobre Ferro Níquel Zinco	 N/A 0,5 mg/l 1,0 mg/l 15,0 mg/l (solúvel) 2,0 mg/l 5,0 mg/l	 0,5 mg/l N/A 0,5 mg/l 1,0 mg/l N/A 1,0 mg/l
Óleo & Graxa	20 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	1 ml/l - teste de 1 hora em cone imhoff	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	Aumento de 3°C no centro de recebimento de água, <40°C no máximo	3°C acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura
[1] Com base nos padrões discriminados no Artigo 21 da Resolução CONAMA Nº 20, de 18 de junho de 1986. [2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999).		

Rejeitos Sólidos:

Subprodutos de rejeitos sólidos da combustão incluirão cinza em suspensão, cinza depositada, e sólidos do purificador de gás. Estima-se que 432 toneladas de cinza por dia serão geradas através da operação contínua da usina. Esses subprodutos da combustão de carvão poderão ser reutilizados beneficamente para estabilização, reenchimento de mina, produção de cimento e cultivo agrícola. Os purificadores de ar poderão produzir gesso

adequado para uso na fabricação de painéis de parede. Todos os subprodutos de combustão que não forem vendidos para reutilização benéfica, serão descartados ou num aterro de rejeitos industriais nas proximidades (caso disponível) ou num aterro no local, a ser projetado e autorizado em separado, no futuro.

Ruído:

Não se prevê que as emissões de ruído da usina apresentem quaisquer problemas ou gerem quaisquer reclamações. Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não irão ultrapassar 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzem altos níveis de ruído ficarão situados dentro de invólucros acústicos, ou localizados de forma a minimizar as emissões de ruído fora do local. A Tabela 3.2-3 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Tabela 3.2-3
Padrões de Ruído

Local	Brasil	Banco Mundial
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	A equipe de trabalho deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de

Tabela 3.2-3 Padrões de Ruído		
Local	Brasil	Banco Mundial
		engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.
[(1)] Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente. Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas. Medido 2 metros além dos limites da propriedade. [(2)] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto		

Compromissos de Mitigação e Monitoramento

A compensação ambiental monetária é tipicamente determinada com base numa porcentagem do total de despesas de capital do projeto, que pode variar, dependendo do valor e extensão dos impactos ambientais do projeto. A nível federal, a Resolução CONAMA 379 de 5 de abril de 2006 atualmente prevê uma compensação ambiental monetária na faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital para essa compensação. A SEMA poderá estabelecer diferentes critérios de compensação, e, finalmente, o valor da compensação monetária deverá ser negociado com ela e o pagamento ser feito após a Licença de Instalação para promover projetos ambientais no Estado do Maranhão.

Adicionalmente à compensação monetária, requisitos de mitigação e monitoramento serão tipicamente exigidos como condição para a emissão da Licença de Instalação. Essas medidas e práticas de mitigação, para minimizar ou evitar que impactos significativos decorram da construção do projeto e das atividades de operação, estão discriminadas no EIA, e serão mais especificamente descritas no BEAP que está sendo preparado. A implementação dessas medidas deverá permitir com sucesso o gerenciamento e minimização dos impactos ambientais.

3.2.7 Dados Financeiros

3.2.7.1 Investimento

A Maire Engineering do Brasil foi escolhida para fazer a instalação em regime turn-key da UTE Termomaranhão, cujo investimento total será de US$ 1.938/kW ou aproximadamente US$ 698 milhões para uma instalação de 360 MW.

O desenvolvimento da usina iniciará em 2007 e continuará até 2011. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentada na tabela 3.2-4

Tabela 3.2-4
UTE Termomaranhão - Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentagem do investimento total)

2007	2008	2009	2010	2011
10,0%	14,6%	53,5%	15,7%	6,2%

3.2.7.2 Despesas Operacionais

Conforme apresentado no relatório da Black & Veatch os custos de O&M fixos e variáveis, excluído o custo do combustível, são regidos pela opção da tecnologia da usina, fator de capacidade anual, provisão para a manutenção maior, custos de consumíveis (água, químicos e reagentes para tratamento das emissões, adicionalmente ao fator de capacidade da usina).

Para a configuração da UTE, a Black & Veatch determinou os seguintes valores:

Tabela 3.2-5
UTE Termomaranhão - Sumário de Despesas O&M Fixas Anuais

Custos Fixos	US$ 000
Mão de Obra	
Operações	4.013
Manutenção	2.815
Serviço Técnico	579
Administração	542
Subtotal de Mão de Obra	7.949
Manutenção de Rotina	
Subtotal	2.074
Outras Despesas	
Administrativas e de Escritório	795
Pagamento de Incentivos e Bonificações	795
Subtotal de Outras Despesas Fixas	1.590
Total de Custos Fixos	11.614
Capacidade Líquida da Usina, KW	360.000
Custos Fixos por Unidade de Geração, US$/kW-ano	32,26

Tabela 3.2-6 UTE Termomaranhão - Sumário de Despesas O&M Variáveis Anuais	
Custos Variáveis	
Manutenção em Paralisações	
Turbinas (por ano)	290
Caldeiras (por ano)	291
Auxiliares da Planta (por ano)	357
Subtotal de Manutenção em Paralisações, Por Ano	937
Caldeira	152
Torre de Resfriamento	285
Água	213
Descarte de Cinzas	440
Dessulfuração de Gás de Combustão	228
ESP	145
Total de Custos Variáveis	2.401
Geração Líquida Anual (MWh)	1.685.897
Custos Variáveis por Unidade de Geração (US$/MWh)	1,42

Custo Variável de Combustível:

Para a determinação do custo foram consideradas as seguintes premissas:

- Consumo específico das caldeiras: 123 t/h
- Preço do Carvão Mineral: R$ 145,60/ton (US$ 72,30/ton, CIF, com impostos e taxas)
- Custo Variável calculado: R$ 49,41/MWh

Para a parcela vendida no ACR este custo variável será repassado diretamente ao consumidor.

Para a venda no ACL, o preço de energia deverá considerar estes custos.

3.2.7.3 Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica

As tabelas a seguir apresentam todos os tributos e encargos que incidem na comercialização de energia de gerador para Comercializador/Distribuidor e para Consumidor Livre.

Tabela - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor:

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento
IRPJ (**)+ CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido às características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

(**) Este projeto é beneficiado pelo incentivo de redução de 75% do IRPJ (SUDENE).

Tabela - Venda de Gerador para Consumidor Livre

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
ICMS	18% a 30% dependendo do estado	Faturamento (por dentro)
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS - incluindo ICMS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento (incluindo ICMS)
IRPJ (**) + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta (Sem ICMS)
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido às características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

(**) Este projeto é beneficiado pelo incentivo de redução de 75% do IRPJ (SUDENE).

3.2.7.4 Comercialização

3.2.7.5 Receitas do Mercado Regulado

A UTE Termomaranhão comercializou no último leilão de energia o montante de 315 MW médios a um valor de R$ 220,7 milhões/ano (que correspondem a aproximadamente 97% da capacidade disponível), corrigidos pelo IPCA. Esta receita remunera os custos de investimento e os custos fixos.

Os custos variáveis serão reembolsados em separado, sempre que a usina for despachada, de acordo com os valores apresentados na tabela 3.2-6, anterior, mais o custo do combustível.

O reembolso do custo do combustível considera o repasse integral da variação do preço internacional do carvão (CIF ARA PLATTS) mais a variação do câmbio, enquanto que a parcela de O&M variável é reajustada pelo IPCA.

Maiores detalhes sobre o ACR podem ser observados no capítulo 2 deste Relatório.

3.2.7.6 Receitas do Mercado Livre

Existe um excedente de energia de cerca de 10 MW médios (que correspondem a aproximadamente 3% da capacidade disponível) que poderá ser comercializado no Mercado Livre nos próximos anos.

Maiores detalhes sobre o ACL podem ser observados no capítulo 2 deste Relatório.

3.2.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.2.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina deste porte requer conhecimento e experiência. A MPX está buscando no mercado profissionais capacitados que serão treinados durante a fase de construção da usina para que na entrada em operação todos eles estejam totalmente preparados para exercer as suas funções.

Na fase de comissionamaento e partida da usina, o Fornecedor principal enviará os profissionais cada equipamento para realizar a supervisão da partida, pré-operação e operação inicial das mesmas.

3.2.8.2 Risco Tecnológico

A tecnologia escolhida para a usina que é um Ciclo Rankine, com caldeira tipo PC sub-crítica e gerador de 360 MW acionada por turbina a vapor é largamente utilizada no mundo todo e já é uma tecnologia consolidada com diversos fornecedores de equipamentos. Além disso, a MPX já selecionou o Fornecedor da usina, no modelo EPC Turn-Key onde os principais equipamentos já foram selecionados. Reduzindo sensivelmente o risco na qualidade do fornecimento e na garantia de desempenho da usina.

3.2.8.3 *Risco Ambiental*

Os riscos ambientais da UTE Termomaranhão estão apresentados no capítulo 3.2.2, onde pode-se observar que todos os esforços estão sendo empreendidos para obtenção da LI e consequentemente para atender as normas tanto do CONAMA quanto ao do Banco Mundial.

3.2.8.4 *Risco Financeiro*

A companhia possui uma política de *hedge* (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Adicionalmente a companhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.3. UTE PORTO DO AÇU

3.3.1 Descrição

A usina UTE Porto do Açu será uma instalação de 1.400 MW operada a carvão pulverizado. O projeto está sendo desenvolvido unicamente pela MPX, e está planejada para tornar-se comercialmente disponível no segundo semestre de 2012. A energia produzida será integralmente comercializada no mercado livre (ACL).

A instalação ficará localizada 8,5 km ao norte de Barra do Açu, a 2 km da costa. O terreno para a usina será parte de uma área industrial de propriedade da LLX, cobrindo perto de 15 milhões de m^2. A Figura 3.3-1 ilustra a localização da instalação.

Figura 3.3-1: UTE Porto do Açu

Uma segunda fase de desenvolvimento está prevista com capacidade instalada de 4.000 MW. O Projeto terá 1.000 MW de capacidade instalada a cada ano, começando em 2015 até 2018, totalizando assim os 4.000 MW de capacidade instalada.

3.3.2 Equipamentos Principais

A usina de Porto do Açu consistirá de dois geradores de vapor subcríticos, operados a carvão pulverizado, e respectivas turbinas de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o aquecimento necessário para converter o suprimento de água de alta qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica, através de um gerador elétrico. O vapor que é descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O vapor descarregado da turbina, de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP) e é conduzido através de uma turbina de vapor LP para capturar a energia remanescente. A Figura 3.3-2

mostra um diagrama de fluxo de bloco de alto nível para uma usina operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

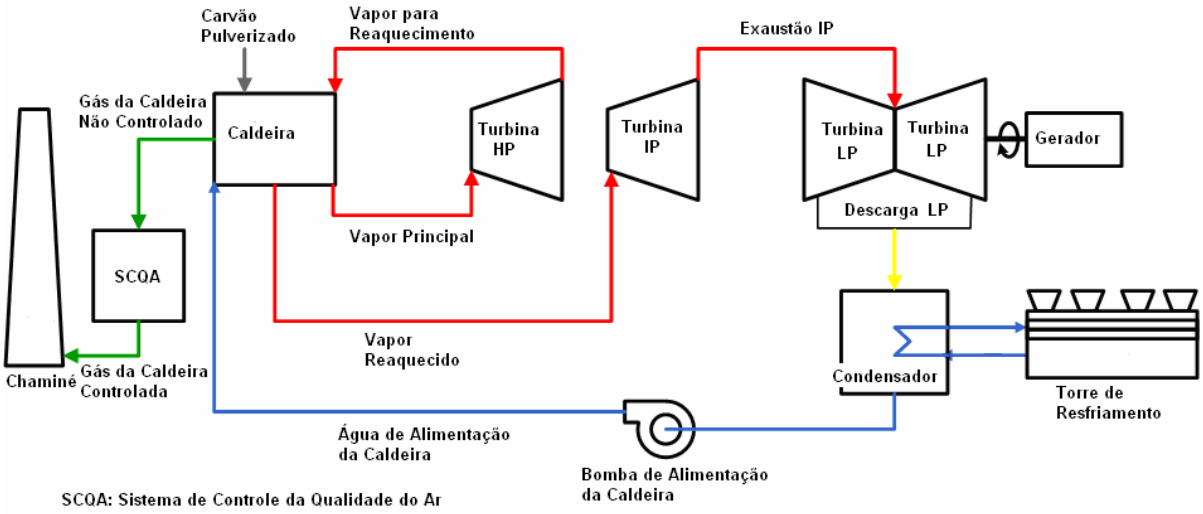


Figura 3.3-2

Diagrama de Bloco, do Fluxo da Usina de Energia Operada a Carvão

O projeto inclui um equipamento (”baghouse”) para remover emissões de partículas dos gases da chaminé, um sistema seco, ou semi-seco, de purificador de gases para reduzir as emissões de enxofre, e dois queimadores de baixo NO_x. A usina incluirá uma torre de resfriamento de tiragem mecânica, que utilizará a água efluente do sistema de separação de minério/água, localizada na proximidade.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas de força operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas de relativamente fácil operação e manutenção.

3.3.3 Suprimento de Combustível

O Porto do Açu será projetado para receber navios Capesize. Uma instalação de recebimento de carvão transferirá o carvão dos navios para uma correia transportadora, que ligará o ancoradouro dos navios de carvão à usina. A correia transportadora transferirá o carvão até o pátio de armazenamento e utilização. O arranjo conceitual da usina inclui

espaço para um estoque de carvão de 45 dias, para suprir até a cobrir a expansão de 4.000 MW. Isto acomodará a fase inicial de 1.400 MW e uma fase subseqüente de 4.000 MW. Está previsto que o carvão será originado da Colômbia, Venezuela e África do Sul.

3.3.4 Água e Água Residual

A usina de energia exigirá cerca de 3.000 m^3/hora de água para rejeição de calor na torre de resfriamento. Desse volume, 200 m^3/hora serão supridos através de um poço artesiano a ser furado no local. Os restantes 2.800 m^3/hora poderão vir do efluente líquido tratado na planta de separação de minério/água e pelotização e de mais possos. O aproveitamento da água do mar também está sendo estudado..

A descarga das caldeiras, o rejeito do regenerador do desmineralizador, o efluente líquido do descarte de cinzas e das áreas de armazenamento de carvão, e a água recolhida de diversos drenos, serão encaminhados para uma bacia de neutralização, depois para um local de coleta central de toda a zona industrial, antes de ser descarregados no mar.

3.3.5 Interconexão Elétrica

A usina será conectada à sub-estação de 345 kV em Campos, cerca de 35 km a oeste do porto. Uma sub-estação e um pátio de manobras terão de ser construídos dentro dos limites da usina de energia, bem como linhas de transmissão para Campos. A usina conterá dois geradores resfriados a hidrogênio, de 700 MW, que se ligarão ao pátio de manobras através do transformador elevador. A voltagem do gerador será de 24kV, 60 Hz, com um fator de potência de 0,85. Cada unidade da usina incluirá um disjuntor, e dois transformadores individuais auxiliares.

3.3.6 Considerações Ambientais

A MPX iniciou contatos com os órgãos ambientais e recebeu termos de referência para a realização dos estudos ambientais.

A usina será projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. A agência ambiental federal brasileira CONAMA e o Banco Mundial estabeleceram padrões e diretrizes para emissões por chaminé de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM). O Banco Mundial estabeleceu também diretrizes para emissões

de óxidos de nitrogênio (NO_x) por novas usinas térmicas operadas com combustível sólido (carvão), que podem ser regulamentadas pelas agências estaduais (SEMA) no Brasil.

Emissões Atmosféricas:

Para manter a conformidade com os padrões CONAMA para emissões, aplicáveis, o projeto será equipado com queimadores de baixo NO_x. Um sistema de filtragem será instalado para controlar as emissões de matéria de partículas. As emissões de SO_x serão controladas através da instalação e operação de um dessulfurização seco de gases de escape. Todos esses sistemas de controle de poluição proporcionarão tecnologia apropriada e comprovada para conseguir e manter conformidade com os padrões de emissões por cada chaminé.

A Tabela 3.3-1 apresenta os padrões de emissão por chaminé aplicáveis a uma nova usina operada por carvão, localizada no Estado do Rio de Janeiro.

Tabela 3.3-1
Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	Brasil[1]	Banco Mundial [2]	Emissões Previstas [3]	Equipamentos de Controle [3]
Matéria de partículas (PM)	800 g/MMkcal (carvão) 100 mg/Nm^3 (óleo)	50 mg/Nm^3	<50 mg/Nm^3	PMCS
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2.000 g/MMkcal (carvão) 1.800 mg/Nm^3 (óleo)	2.000 mg/Nm^3 e 190 tpd para 1.400 MW	< 2.000 mg/Nm^3 < 190 tpd	FGD
Óxidos de Nitrogênio (NO_X)	NA (carvão) 1.000 mg/Nm^3 (óleo)	750 mg/Nm^3 ou 365 ppm	< 750 mg/Nm^3 e 365 ppm	LNB ou SCR ou SNCR

[(1)] Resolução CONAMA Nº 8 de 6 de dezembro de 1990.

[(2)] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999).

Nm^3 é medido a 0ºC e 1 atm (101,3 quilo Pascais ou 760 mm Hg).

Total de emissões de massa são em toneladas métricas por dia (tpd).

Todos os níveis de emissão máxima deverão ser alcançados pelo menos 95 % do tempo em que a usina ou unidade estiver operando, média calculada anualmente.

[(3)]Conforme projeto de estudo de viabilidade inicial.

Efluentes Líquidos:

Prevê-se que as águas residuais da usina, provenientes de drenos no piso ao redor dos transformadores, oficina e áreas de estacionamento, sejam encaminhadas para separadores de óleo/água, e que seja utilizada uma bacia de neutralização para coletar e tratar a maioria dos efluentes da usina. Finalmente, o despejo dos efluentes líquidos da usina terá que atender os limites aplicáveis, estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 357/2005, bem como quaisquer limites adicionais que possam ser estabelecidos pela FEEMA no processo de licenciamento.

A especificação do projeto da usina prevê critérios de projeto que não são menos rigorosos que os limites do Brasil, refletidos na Tabela 3.3-2, e especifica ainda os critérios de qualidade para a água residual, no que se refere a constituintes adicionais tais como fosforosos (1-2 mg/l) e nitrogênio (<10 mg/l).

Tabela 3.3-2 Padrões para Efluentes Líquidos		
Poluente	Brasil[1]	Banco Mundial [2]
pH	5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total] Cromo (total) Cromo (hexavalente) Cobre Ferro Níquel Zinco	 N/A 0,5 mg/l 1,0 mg/l 15,0 mg/l (solúvel) 2,0 mg/l 5,0 mg/l	 0,5 mg/l N/A 0,5 mg/l 1,0 mg/l N/A 1,0 mg/l
Óleo & Graxa	20 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	1 ml/l - teste de 1 hora em cone imhoff	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	Aumento de 3ºC no centro de recebimento de água, <40ºC no máximo	3ºC acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura
[1] Com base nos padrões discriminados no Artigo 21 da Resolução CONAMA Nº 20, de 18 de junho de 1986. [2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999).		

Rejeitos Sólidos:

Subprodutos de refugo sólido da combustão, tais como cinzas em suspensão, cinzas depositadas, e quaisquer sólidos provenientes do purificador de gases, terão que ser periodicamente descartados num aterro. É possível que esses subprodutos da combustão sejam enviados para um aterro industrial em Macaé, ou então um aterro individual seja desenvolvido e permitido no local do projeto, no futuro. Espera-se que sejam geradas até

80,68 toneladas de cinza em suspensão e depositada, em cada dia de plena operação de ambas as unidades. Essa cinza será armazenada temporariamente, para venda e/ou distribuição para reutilização benéfica na comunidade.

Ruídos:

Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzirem altos níveis de ruído poderão ser colocados dentro de invólucros acústicos e/ou atrás de outros elementos da usina, para minimizar as emissões de ruído para fora do local, de forma a atender os padrões de ruído aplicáveis, sumarizados na Tabela 3.3-3.

Tabela 3.3-3
Padrões de Ruído

Local	Brasil	Banco Mundial
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	A equipe de trabalho deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos

Tabela 3.3-3 Padrões de Ruído		
Local	Brasil	Banco Mundial
		acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.
[(1)] Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente. Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas. Medido 2 metros além dos limites da propriedade. [(2)] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto		

Mitigação e Monitoramento:

Compensação ambiental monetária é tipicamente determinada com base numa porcentagem do total do investimento do projeto, que pode variar, dependendo do volume e extensão de impactos ambientais do projeto. A nível federal, a Resolução CONAMA 379, de 5 de abril de 2006, atualmente dispõe que a compensação ambiental monetária será na faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital, para essa compensação. Algumas agências ambientais estaduais estabeleceram, por meio de regulamento, diferentes porcentagens mínimas para compensação ambiental. Finalmente, o valor da compensação monetária é negociado com a agência que emite a permissão (FEEMA ou IBAMA), e é paga entre a data da Licença Prévia e da Licença de Instalação para um fundo administrado pela agência que emite a permissão, para promover projetos ambientais no Estado.

Adicionalmente a essa compensação monetária, requisitos de monitoramento e mitigação serão tipicamente exigidos como condição para emissão da Licença de Instalação.

Poderão incluir levantamentos arqueológicos, realocação da flora e fauna e monitoramento da restauração, instalação de um sistema de monitoramento contínuo das emissões para rastrear emissões de SO_2, PM e NO_x, monitoramento dos efluentes líquidos que estão sendo descarregados, bem como amostragem e análise periódica da vazão da água de chuva coletada. Em conjunto, essas medidas de mitigação e monitoramento poderão custar de 0,5% até 2% das despesas de capital do projeto. Reunidos, a compensação monetária, e os requisitos de mitigação e monitoramento, poderão todos, conservadoramente, custar até 5% do total das despesas de capital do projeto, em Estados ambientalmente ativos, como o Rio de Janeiro.

3.3.7 Dados Financeiros

3.3.7.1 Investimento

A Black & Veatch estimou o custo de capital do projeto, a nível conceitual, em dólares dos Estados Unidos, para as duas unidades PC de 700 MW. Os custos de EPC estimados para as primeiras duas unidades foram de US$1.673/kW. Os custos do proprietário variam de acordo com cada projeto em particular. Adicionando custo do proprietário, o investimento total necessário para o desenvolvimento do projeto é de US$1.949/kW ou US$2,7 bilhões para os 1.400 MW.

MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2008 e continuará até 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentada na tabela 3.3-4

Tabela 3.3-4
UTE Porto do Açu - Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentagem do investimento total)

2008	2009	2010	2011	2012
1,5%	24,0%	52,9%	15,4%	6,2%

3.3.7.2 Despesas Operacionais

Conforme apresentado no relatório da Black & Veatch os custos de O&M fixos e variáveis, excluído o custo do combustível, são regidos pela opção da tecnologia da usina, fator de capacidade anual, provisão para a manutenção maior, custos de consumíveis (água, químicos e reagentes para tratamento das emissões, adicionalmente ao fator de capacidade da usina).

Considerando os custos acima discriminados, os custos fixos e variáveis calculados pela Black & Veatch resultaram nos seguintes valores:

Tabela 3.3-5
UTE Porto do Açu - Sumário de Despesas O&M Fixo Anual (US $000)

Custo Fixo	Unidade 1 (700 MW)	Unidade 2 (700 MW)	Total (1.400 MW)
Trabalho			
Operação	4.352	2.968	7.320
Manutenção	3.121	2.968	6.089
Serviços Técnicos	449	366	815
Administração	469	127	597
Subtotal Trabalho	8.391	6.430	14.821
Manutenção de Rotina			
Subtotal	4.156	4.156	8.312
Outras Despesas			
Escritório e Administrativo	839	643	1,482
Bonus e Pagamento de Incentivos	839	643	1,482
Outros Pagamentos Fixos	1.678	1.286	2.964
Total Custos Fixos	14.225	11.872	26.097
Capacidade Líquida da Planta, kW	700.000	700.000	1.400.000
Custo Fixo por Unidade de Geração, US$/kW-ano	20,32	16,96	18,64

Tabela 3.3-6 UTE Porto do Açu - Sumário de Despesas O&M Variável Anual (US $000)			
Custo Variável	Unidade 1 (700 MW)	Unidade 2 (700 MW)	Total (1.400 MW)
Manutenção em Paralisações			
Turbinas (por ano)	456	456	912
Caldeiras (por ano)	582	582	1.164
Auxiliares da Planta (por ano)	714	714	1.428
Subtotal de Manutenção em Paralisações, Por Ano	1.752	1.752	3.504
Caldeira	306	306	612
Torre de Resfriamento	571	571	1142
Água	428	428	856
Descarte de Cinzas	966	966	1932
Dessulfuração de Gás de Combustão	433	433	866
ESP	344	344	688
Total de Custos Variáveis	4.800	4.800	9.600
Geração Líquida Anual (MWh)	3.370.772	3.370.772	6.741.544
Custos Variáveis por Unidade de Geração (US$/MWh)	1,40	1,40	1,40

Custo Variável de Combustível:

Para a determinação do custo foram consideradas as seguintes premissas:

- Consumo específico das caldeiras: 492 t/h
- Preço do Carvão Mineral: R$ 151,77/ton (US$ 75,88/ton, CIF, com impostos e taxas)
- Custo Variável calculado: R$ 53,34/MWh

O fornecimento de carvão para esta usina deverá ser feito por mina própria com o propósito de mitigar o risco de descolamento do reajuste do preço da energia elétrica gerada com o do carvão mineral no mercado.

3.3.7.3 *Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica*

As tabelas a seguir apresentam todos os tributos e encargos que incidem na comercialização de energia de gerador para Comercializador/Distribuidor e para Consumidor Livre.

Tabela - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor:

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS)(*)
CPMF	0,38%	Faturamento
IRPJ + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido às características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

Tabela - Venda de Gerador para Consumidor Livre

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
ICMS	18% a 30% dependendo do estado	Faturamento (por dentro)
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS - incluindo ICMS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento (incluindo ICMS)
IRPJ + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta (Sem ICMS)
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida
Royalty	6 R$/MWh	Energia Gerada (Somente para Hidro)

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido as características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

3.3.7.4 Comercialização

3.3.7.5 Autoprodução Compartilhada

Conforme descrito no Plano de Comercialização da MPX, a Lei nº 11.488/2007 permitiu que consumidores livres que tenham participação em SPEs (Sociedade de Propósito Específico) de projetos de geração de energia tenham os benefícios de redução de encargos setoriais (CCC, CDE e PROINFA) como os autoprodutores, benefício este limitado a parcela de energia destinada a consumo próprio do agente. Isto eliminou a restrição anterior que somente permitia a aglutinação de interesses de autoprodução por meio de consórcio, hipótese que criava dificuldades na obtenção de financiamentos para os empreendimentos de geração. Por outro lado, a estrutura de consórcio apresenta alguns benefícios fiscais

adicionais em relação à estrutura de SPE. A figura a seguir ilustra o conceito básico de Autoprodução Compartilhada, que consiste simplificadamente em dividir a garantia física (limite de comercialização) da usina entre os "quotistas" do projeto. A estutura

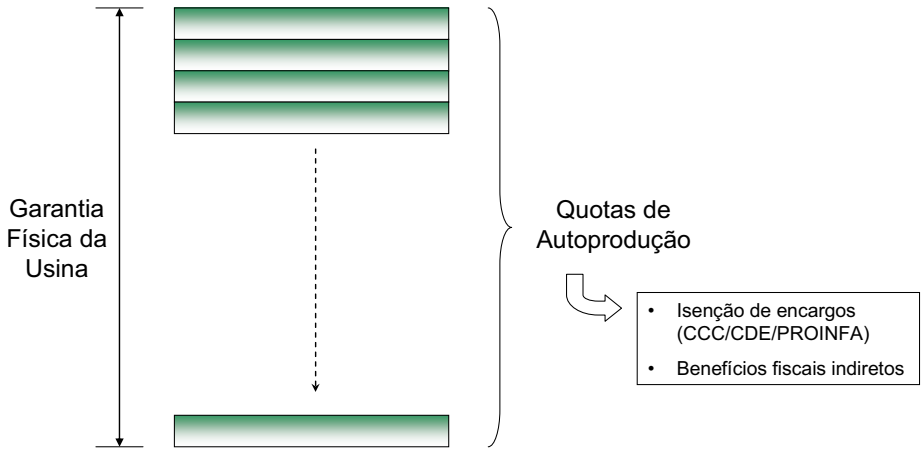


Figura – Conceito Básico da Autoprodução Compartilhada

Este conceito básico é valido tanto em uma estrutura de SPE, quanto em uma estrutura de consórcio. A estrutura a ser adotada deve, além dos aspectos tributários, levar consideração questões regulatórias e atender às exigências dos bancos financiadores, em termos de *project finance*.

Foi adotada uma estrutura que considera uma SPE e um Consórcio de Autoprodução, em conjunto. A SPE será a proprietária da usina, garantido os financiamentos. O Consórcio de Autoprodução fará o arrendamento da usina, garantindo a as isenções de encargos e os benefícios fiscais para os cotistas. Este estrutura é ilustrada na Figura a seguir.

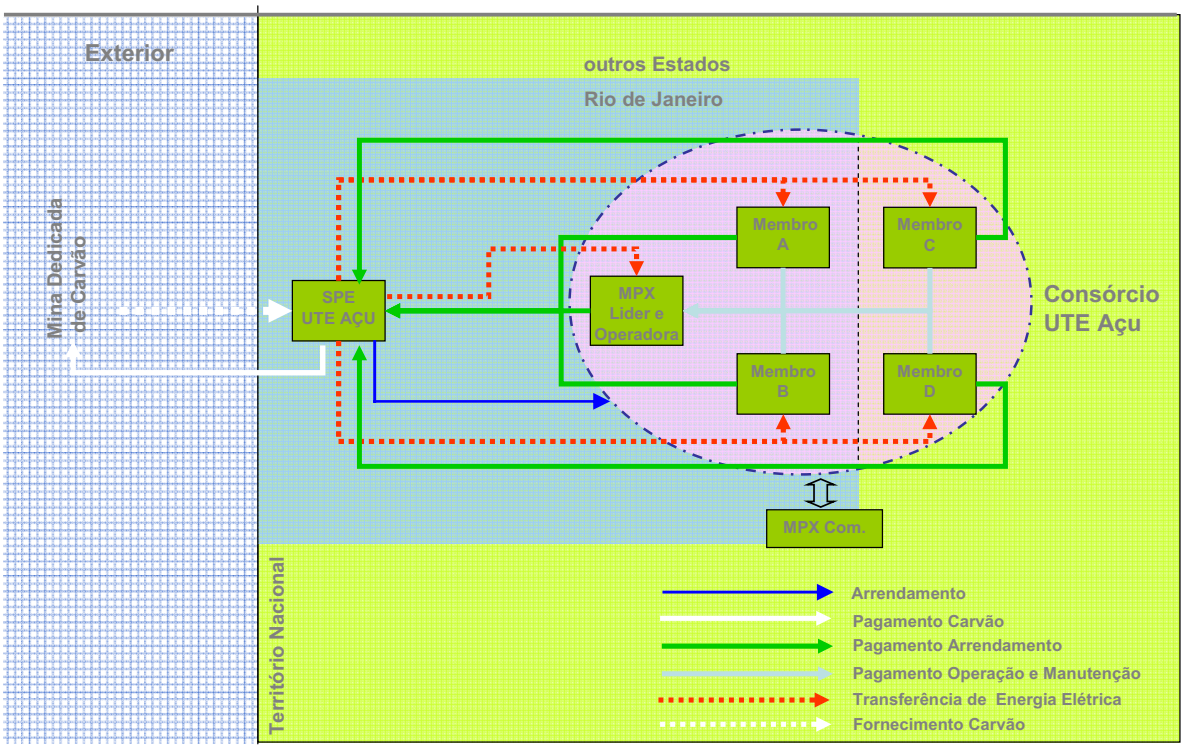


Figura – Estrutura de Autoprodução Compartilhada

3.3.7.6 Primeira Fase

- Ao contrário das UTEs MPX (Pecém) e Termomaranhão, esta usina terá a totalidade de sua energia alocada ao Mercado Livre. Será utilizado pela primeira vez o conceito de "Autoprodução Compartilhada", conforme detalhado no Item anterior.

- As isenções de encargos e impostos previstas para Autoprodutores permitirão que um "quotista" da UTE Porto do Açu tenha um razoável desconto no seu preço final de energia, em relação ao que ele pagaria como consumidor cativo, ou como consumidor livre tradicional, permitindo que parte deste benefício seja alocado ao projeto.

- A alocação dos benefícios ao projeto se justifica pelo fato da MPX realizar o investimento, e assumir todas as responsabilidades pelo gerenciamento dos requisitos de energia dos "quotistas".

- Note que, desta forma, para os "quotistas" da UTE Porto do Açu, o preço de compra de energia equivalente será inferior ao preço praticado no mercado, uma vez que além dos benefícios inerentes a autoprodução, muitos consumidores livres terão benefícios adicionais de redução de impostos (ICMS e PIS/COFINS).
- É importante observar que 700 MW serão comercializados apenas em 2008, quando a sensibilidade de preços altos no Mercado Livre será maior.
- Deve-se ressaltar que além de um preço de energia competitivo e a da garantia de suprimento de energia no longo prazo, outra grande vantagem para os consumidores livres (ou potencialmente livres) que vierem a ser tornarem "quotistas" da UTE Porto do Açu, será a possibilidade de transferir o gerenciamento de seus requisitos de energia para a comercializadora de energia da MPX.
- Ressalta-se ainda que a estrutura de "Autoprodução Compartilhada" que está sendo proposta poderá liberar os consumidores livres "quotistas" da UTE Porto do Açu que se instalarem no porto do risco de racionamento.

3.3.7.7 Segunda Fase

- Em princípio, na segunda fase da UTE Porto do Açu está previsto que a comercialização de energia será realizada nos mesmos moldes do segundo módulo da primeira fase. Toda a energia será alocada ao Mercado Livre, onde hoje são observadas as maiores dificuldades para a expansão da geração.
- Eventualmente, poderá ser alocada parte da energia para o Mercado Regulado, uma vez que é muito provável que, em algum momento nos próximos anos, os preços no Mercado Regulado estarão mais atrativos que os preços no Mercado Livre.
- Como a entrada em operação da segunda fase da UTE Porto do Açu está prevista para 2015, com módulos anuais de 1000 MW, a MPX terá os Leilões de Energia Nova (A-5) de 2010, 2011, 2012 e 2013 para decidir sobre a alocação da parte da energia do projeto no Mercado Regulado, se este se mostrar mais atrativo que o Mercado Livre.

As estratégias de comercialização da UTE Porto do Açu são ilustradas na figura a seguir.

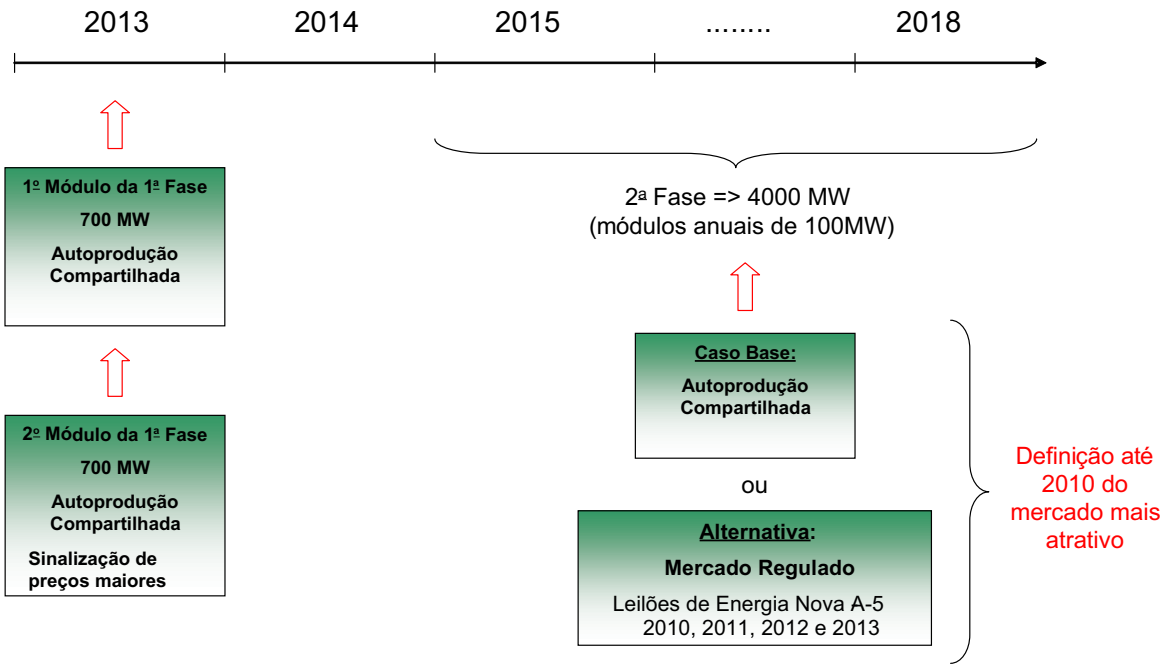


Figura – Estratégia de Comercialização da UTE Porto do Açu

3.3.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.3.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina deste porte requer conhecimento e experiência. A MPX está buscando no mercado profissionais capacitados que serão treinados durante a fase de construção da usina para que na entrada em operação todos eles estejam totalmente preparados para exercer as suas funções.

Na fase de comissionamaento e partida da usina, o Fornecedor principal enviará os profissionais cada equipamento para realizar a supervisão da partida, pré-operação e operação inicial das mesmas.

O carvão mineral como combustível é o mais abundante atualmente. Muito mais do que o óleo ou o gás natural (vide capítulo 1). Além disso, o fornecimento de carvão para esta usina deverá ser feita por mina própria com o propósito de mitigar o risco do descolamento do reajuste do preço da energia elétrica gerada com o do carvão mineral no mercado.

A proximidade com os grandes centros de produção de insumos no Rio de Janeiro, facilita a aquisição dos produtos e elimina o fator de transporte até a usina.

3.3.8.2 Risco Tecnológico

A tecnologia escolhida para a usina que é um Ciclo Rankine, com caldeira tipo PC sub-crítica e gerador de 700 MW acionada por turbina a vapor é largamente utilizada no mundo todo e já é uma tecnologia consolidada com diversos fornecedores de equipamentos.

A MPX iniciou a elaboração de projeto básico e das especificações técnicas para a concorrência para fornecimento da usina em regime Turn-Key. Este trabalho será feito pela Black & Veatch.

Este procedimento reduzirá sensivelmente o risco na qualidade do fornecimento.

3.3.8.3 Risco Ambiental

Os riscos ambientais da UTE Porto do Açu estão apresentados no capítulo 3.3.2 e onde se pode observar que todos os esforços estão sendo empreendidos para obtenção da Licença de Instalação e consequentemente atender as normas tanto do CONAMA quanto ao do Banco Mundial.

A região onde a usina será instalada possui diversos pontos positivos que favorecem ainda mais a instalação da usina:

- É área pertencente ao Porto do Açu que já possui LI;
- Região quase que totalmente antropizada, com alguma vegetação remanescente;
- Não possui instalações que possam comprometer a qualidade do ar;
- Acesso logístico (estrada e ferrovia);
- Grandes áreas disponíveis pelo antigo ciclo de cana na região;
- Proximidade de centro urbano que facilitará o fornecimento de mão-de-obra, reduzindo o impacto sócio-economico;
- Previsão de instalação de indústria que poderá processar os resíduos sólidos gerados na usina;
- Disponibilidade de insumos em distâncias economicamente viáveis;
- E outros de menor risco que será melhor detalhado quando da elaboração do Eia/Rima.

3.3.8.4 Risco Financeiro

A companhia possui uma política de *hedge* (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Adicionalmente, a companhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.4. UTE CASTILLA

3.4.1 Descrição da Usina

A usina UTE Castilla será uma instalação operada a carvão pulverizado, consistindo de quatro geradores de vapor subcríticos de 350 MW e respectivas turbinas de vapor. O projeto está sendo desenvolvido unicamente por MPX, e está planejado para tornar-se comercialmente disponível em 2013. Está previsto que a energia produzida será gerada para o mercado livre e para atender às necessidades de energia de companhias mineradoras locais.

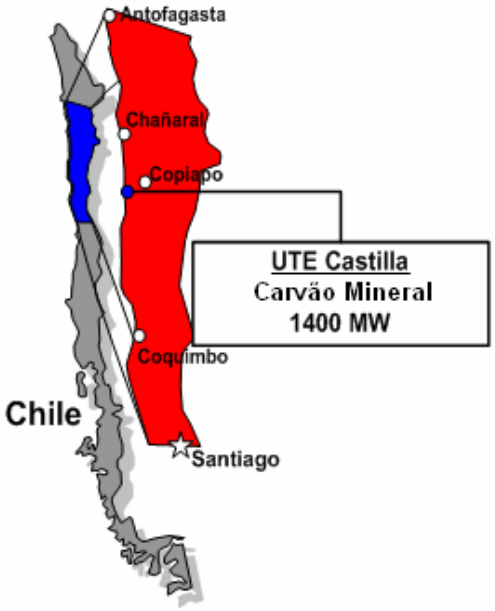


Figura 3.4-1: UTE Castilla no

A instalação ficará localizada dentro da área portuária planejada pela EBX, a menos de 5 km do terminal onde será recebido o carvão, e a 80 km do município de Copiapo, no Estado chileno de Atacama. O local designado para o porto e a usina de energia cobre cerca de 1.600 hectares de terra não desenvolvida. A Figura 3.4-1 ilustra a localização desta instalação.

O carvão está previsto para ser fornecido pela Austrália ou Indonésia, e será entregue do porto à usina através de um sistema de correia transportadora. A usina utilizará sistemas de água de resfriamento para rejeição de calor tipo passagem única, utilizando a água do mar.

3.4.2 Equipamentos Principais

A usina UTE Castilla consistirá de quatro geradores de vapor subcríticos, operados a carvão pulverizado, e respectivas turbinas de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o aquecimento necessário para converter o suprimento de água de alta qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica, através de um gerador elétrico. O vapor que é descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O

vapor descarregado da turbina, de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP) e é conduzido através de uma turbina de vapor LP para tentar capturar qualquer energia remanescente. A Figura 3.4-2 mostra um diagrama de fluxo de bloco de alto nível para uma usina operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

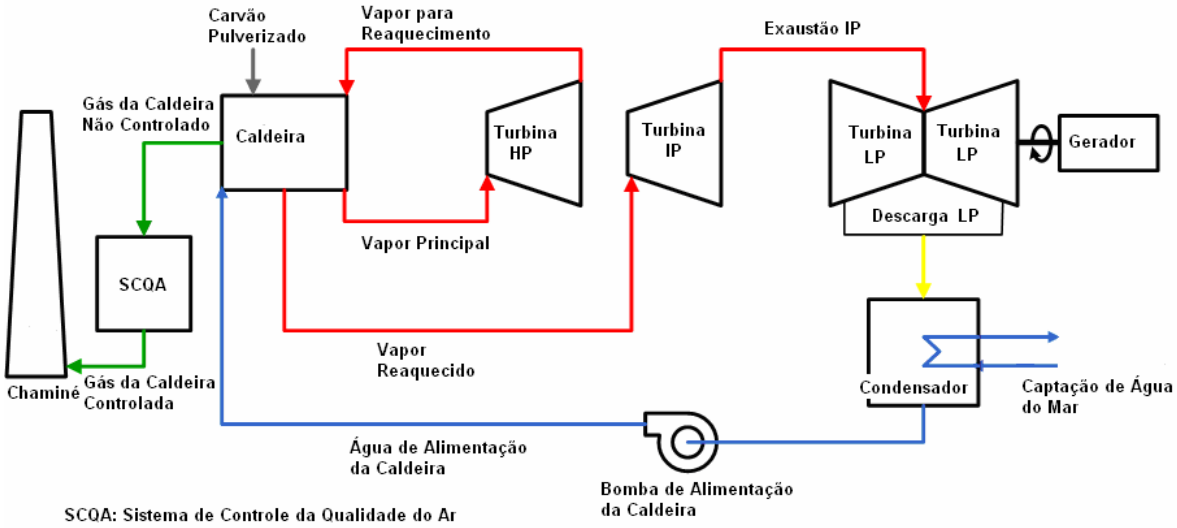


Figura 3.4-2

Diagrama de Bloco, do Fluxo da Usina de Energia Operada a Carvão

O projeto conceitual inclui um equipamento para remover emissões de partículas dos gases da chaminé, e um purificador de água do mar para reduzir as emissões de enxofre. A usina utilizará um sistema de resfriamento do condensador tipo passagem única, utilizando água do mar.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas de força operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas de relativamente fácil operação e manutenção.

3.4.3 Suprimento de Combustível

O porto proposto em Punta Cachos será um porto de águas profundas, capaz de receber navios Capesize. Uma instalação de recebimento de carvão transferirá o carvão dos navios para uma correia transportadora. A correia transportadora levará o carvão até o

pátio da usina, para armazenamento e utilização. A usina será projetada para operar com uma variedade de carvões, inclusive os de Magallanes do sul do Chile, e alguns carvões betuminosos da Indonésia ou da Austrália, todos eles com teor de enxofre inferior a 1%. O carvão australiano tem um poder calorífico mais elevado, um teor menor de enxofre e menos cinzas, no entanto, em virtude dos incentivos oferecidos pelo governo chileno, o carvão chileno poderá ser a melhor opção.

3.4.4 Água e Água Residual

Devido ao formato de Punta Cachos, à localização da usina e à corrente oceânica, a água bruta do mar será retirada de uma área a sudoeste da usina, e descarregada a noroeste. Isto garantirá que não haja mistura da água descarregada com a água captada. A usina usará um sistema de água para resfriamento do condensador tipo passagem única. Haverá um tubo sifão, aproximadamente a uma distância de 250 metros oceano adentro, cuja profundidade será de mais de 10 metros, que levará a casa de bombas. As bombas de circulação de água bombearão então a água através do condensador. A descarga do condensador será utilizada para purificar o enxofre do gás de escape das caldeiras. Parte da água do mar da descarga do condensador será dessalinizada, para uso nos demais sistemas da usina e do porto.

A descarga de caldeira, água rejeitada do dessalinizador, vefluentes líquidos das áreas de descarte de cinzas e armazenamento de carvão, e a água coletada de diversos drenos, serão encaminhadas para uma bacia de neutralização, antes de serem despejadas no mar.

3.4.5 Interconexão Elétrica

A usina conterá quatro geradores resfriados a hidrogênio, de 350 MW, que serão ligados a uma subestação através de transformadores elevadores dos geradores. A voltagem dos geradores será de 24kV, 50 Hz, com um fator de potência de 0,85. A planta incluirá um transformador auxiliar da unidade e um transformador auxiliar de reserva conectado a duas unidades.

Para conexão ao sistema elétrico interligado (SIC) será construída uma linha de transmissão de aproximadamente 65 km, 220 kV. .

3.4.6 Considerações Ambientais

A instalação de Castilla está localizada ao norte do Estado de Atacama, na área de Punto Cachos, na costa do Pacífico. O local e suas vizinhanças estão projetados para o desenvolvimento de um parque industrial. A água para resfriamento do condensador será retirada diretamente do oceano, as águas de processo da usina sendo obtidas através de uma unidade de dessalinização da água do mar a jusante do condensador da usina. Os efluentes líquidos da usina serão despejados no oceano após tratamento. O combustível será entregue num porto próximo, e levado por um sistema de correias transportadoras até o local da usina.
O local do projeto está situado na extremidade sul do **deserto de Atacama**, cerca de 100 km ao norte do Parque Nacional Llanos de Challe. O local atualmente é não-desenvolvido e desabitado. Não existem reservas ecológicas ou áreas sensíveis indicadas dentro e ao redor do local do projeto.

3.4.6.1 Licenças e Aprovações Ambientais

O processo de licenciamento ambiental no Chile é um pouco diferente com o do Brasil. O processo começa com a preparação de um demonstrativo de impacto ambiental (EIA), também denominado demonstrativo E1, sob o regulamento de estrutura ambiental do Chile, adotado em 1997. Depois que o EIA é preparado e submetido a CONAMA, uma análise de avaliação inicial é empreendida pela agência ambiental federal CONAMA, ou regional COREMA, e sumarizada num Relatório de Avaliação Ambiental. CONAMA (ou COREMA) então publicará um aviso para comentário público, e distribuirá seu Relatório de Avaliação Ambiental a diversas agências governamentais federais, estaduais e locais, para sua análise e o processamento de permissões.
Nesse sentido, permissões separadas serão provavelmente necessárias para o despejo de efluentes líquidos, manuseio e disposição de refugos, investigações arqueológicas, qualificação dás atividades industriais, e designação de uso de terra local. As agências governamentais prepararão seus próprios relatórios para apresentação a CONAMA/COREMA, com cópias das permissões emitidas.
O CONAMA/COREMA então preparará um Relatório Técnico, para apresentar de volta às agências governamentais, juntamente com um sumário de todos os comentários públicos. As várias agências então aceitarão ou rejeitarão o Relatório Técnico. Um Relatório Técnico

Final, incluindo a aceitação e/ou rejeições das agências governamentais, é então enviado ao Comitê Político de CONAMA/COREMA, para análise, e decisão. Uma aprovação positiva ou condicional resultará na emissão de uma Resolução de Qualificação Ambiental (RCA). Uma vez concedida, a RCA serve como uma permissão global, incluindo todas as Permissões Ambientais Setoriais (PAS) concedidas pelas outras agências governamentais.

Prevê-se que levarão meses para realizar todos os levantamentos de linha de base e análises de impacto, necessários para preparar um EIA completo para apresentação a CONAMA. O processo de análise do EIA, descrito acima, levará pelo menos seis meses, e talvez um ou dois meses adicionais, dependendo do número e extensão das solicitações de dados adicionais pelas agências revisoras. Assim, é razoável esperar que uma RCA possa ser obtida dentro de 12 a 14 meses após um consultor ambiental ser contratado.

3.4.6.2 Projeto e Desempenho Ambiental

Emissões Atmosféricas;

O Chile não estabeleceu quaisquer limites de emissões de chaminé que se aplicariam à usina proposta, operada a carvão, de Castilla. No entanto, o Chile estabeleceu padrões de qualidade do ar ambiente, e será necessário demonstrar que as emissões do projeto proposto não resultarão em quaisquer impactos adversos ou degradação da qualidade do ar ambiente na área do projeto. O CONAMA poderá também basear-se em diretrizes e padrões de emissão de instituições mutuantes, ou de outros Países, em sua análise do EIA.

Será instalado em cada caldeira queimadores de baixo NO_x para controlar as emissões de NO_x, entretanto, nota-se que o EIA recentemente submetido para a usina termoelétrica de Guacolda, situada 150 km ao sul da instalação de Castilla, indica que talvez venha a ser requerida a instalação de um Sistema de Remoção de NOx do tipo Catalítico ou Não-Catalítico. Um dessulfurizador que utiliza a água do mar será instalado para tratar das emissões de SO_2, e, ou um precipitador eletrostático, ou um equipamento de filtro de mangas, será utilizado para controlar emissões de partículas. A Tabela 3.4-1 apresenta os padrões de emissão por chaminé, do Banco Mundial, aplicáveis a uma nova usina operada a carvão.

Tabela 3.4-1 **Diretrizes do Banco Mundial** **Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar** **Novas Usinas de Energia Térmica Operadas a Carvão**	
Poluente	Banco Mundial [(1)]
Matéria de Partículas (PM)	50 mg/Nm^3
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2.000 mg/Nm^3 0,2 toneladas métricas por dia (tpd) por MWe de capacidade para os primeiros 500 MWe, mais 0,10 tpd pra cada MWe de capacidade acima de 500 MWe [ou seja, 190 tpd para 1400 MW]
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	750 mg/Nm^3 ou 365 ppm
[(1)] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição m Grupo do Banco Mundial (1999)	

Efluentes Líquidos:

Prevê-se que a água residual da usina, proveniente de drenos no piso ao redor de transformadores, oficina e áreas de estacionamento, seja encaminhada a separadores de óleo/água, e que uma bacia de neutralização seja utilizada para coletar e tratar a maioria dos efluentes da usina antes de serem descarregados no mar adiante da zona costeira próxima. A descarga dos efluentes líquidos da usina atenderá os limites aplicáveis, estabelecidos na Tabela 4 da Resolução CONAMA Nº 90, de 2000, que está sumarizada e comparada às diretrizes para efluentes líquidos do Banco Mundial, na Tabela 3.4-2.

Tabela 3.4-2
Padrões para Efluentes Líquidos

Poluente	Chile[1]	Banco Mundial [2]
pH	5,5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total] Cromo (total) Cromo (hexavalente) Cobre Ferro Níquel Zinco	 10 mg/l 0,5 mg/l 3,0 mg/l N/A 4,0 mg/l 5,0 mg/l	 0,5 mg/l N/A 0,5 mg/l 1,0 mg/l N/A 1,0 mg/l
Óleo & Graxa	150 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	300 mg/l	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	N/A	3ºC acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura

[1] Resolução CONAMA Nº 90 Tabela 4, 30 de maio de 2000.

[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999)

Rejeitos Sólidos:

Os subprodutos de refugo sólido da combustão serão descartados numa depressão natural, a oeste do local da usina. Prevê-se que até 140,68 toneladas de cinzas em suspensão e depositadas, serão geradas a cada dia de operação da usina de 1400 MW.

Ruído:

Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina, que produzem altos níveis de ruído, podem ser colocados dentro de invólucros acústicos e/ou atrás de outros elementos da usina, para minimizar as emissões de ruído para fora do local, de forma a atender os padrões de ruído aplicáveis, sumarizados na Tabela 3.4-3.

Tabela 3.4-3
Padrões de Ruído

Local	Chile[1]	Banco Mundial [2]
dBA ambiente (dia/noite)	Zona I Local 55/45 Zona II Regional 60/55 Zona III Industrial: 65/55 Zona IV Industrial 70/70 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	A equipe de trabalho deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.

[1] Resolução CONAMA Nº 146, de 24 de dezembro de 1997.

Horário Diurno = das 7 às 21 horas, Horário Noturno = das 21 horas às 7 horas.

[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto.

3.4.7 Dados Financeiros

3.4.7.1 Investimento

A Black & Veatch desenvolveu uma estimativa de custo a nível conceitual em dólares norte-americanos para quatro unidades de 350 MW carvão pulverizado. O investimento total requerido para o projeto seria de US$ 1.946/kW ou aproximadamente US$ 2,7 bilhões para uma instalação de 1.400 MW, incluindo os investimentos em Linha de Transmissão e Subestação.

MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2008 e continuará até 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentada na tabela 3.4-4

Tabela 3.4-4
UTE Castilla Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentagem do investimento total)

2008	2009	2010	2011	2012
1,5%	24,0%	52,9%	15,4%	6,2%

3.4.7.2 Despesas Operacionais

As informações a seguir foram tomadas do relatório da Black & Veatch e são estimativas de despesa operacionais baseadas em informações detalhadas de plantas similares e de mesma escala. As estimativas foram baseadas em uma combinação de recomendação de vendedores, dados de performance de unidades em operação e equipes de trabalho comparáveis com um projeto desta escala. O custo de O&M se refere a custos com mão-de-obra, materiais, consumíveis e contratos relacionados à necessidade de se manter a operação contínua da planta termoelétrica. O custo apresentado aqui, não inclui o custo de combustível, que são tratados separadamente.

O custo de O&M para os 4 módulos de 350 MW incluem duas categorias distintas: custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos, expressos em dólares americanos por unidade de capacidade por ano (US$/kW-ano), consistem em salários, equipamentos de escritório e benefícios a serem pagos à equipe de trabalho. Estes custos não variam de acordo com o

despacho da usina. O sumário dos custos fixos está na tabela 3.4-5. Os custos variáveis são expressos em dólares americanos por unidade de produção (US$/MWh), e sua descrição detalhada (excluindo o custo com combustíveis) se encontra na tabela 3.4-6.

Tabela 3.4-5
UTE Castilla - Sumário de Despesas O&M Fixas Anuais

Custos Fixos	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Total
Mão de Obra					
Operações	4.014	2968	3.077	3.023	13.082
Manutenção	2.509	2968	2.359	2.239	10.076
Serviço Técnico	449	366	351	351	1.517
Administração	542	127	$192	0	862
Subtotal de Mão de Obra	7.514	6.430	5.980	5613	25.537
Manutenção de Rotina Subtotal	2.034	**2.034**	**2.034**	**2.034**	8.136
Outras Despesas Administrativas e de Escritório	751	643	598	561	2.554
Pagamento de Incentivos e Bonificações	751	643	598	561	2.554
Subtotal de Outras Despesas Fixas	1.503	1.286	1.196	1.123	5.107
Total de Custos Fixos	11.051	9.750	9.210	8.770	38.780
Capacidade Líquida da Usina, KW	350	**350**	**350**	**350**	1.400
Custos Fixos por Unidade de Capacidade Liquida, US$/kW-ano	31,57	27,86	26,31	25,06	27,70

Tabela 3.4-6
UTE Castilla - Sumário de Despesas O&M Variáveis Anuais

Custos Variáveis	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Total
Manutenção em Paralisações					
Turbinas (por ano)	290	290	290	290	1.159
Caldeiras (por ano)	291	291	291	291	1.164
Balanceamento da Unidade (por ano)	357	357	357	357	1.428
Subtotal de Manutenção em Paralisações, Por Ano	938	938	938	938	3.752
Caldeira	250	250	250	250	1.000
Torre de Resfriamento	467	467	467	467	1.868
Água	350	350	350	350	1.400
Descarte de Cinzas	2.078	2.078	2.078	2.078	8.312
Dessulfuração de Gás de Combustão	246	246	246	246	984
ESP	996	996	996	996	3.984
Total de Custos Variáveis	5.326	5.326	5.326	5.326	21.304
Geração Líquida Anual (MWh)	2.758.156	2.758.156	2.758.156	2.758.156	11.032.624
Custos Variáveis por Unidade de Produção (US$/MWh)	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90

Custo Variável de Combustível:

Para a determinação do custo foram consideradas as seguintes premissas:

- Consumo específico das caldeiras: 492 t/h
- Preço do Carvão Mineral: US$ 68,20/ton, CIF, com impostos e taxas
- Custo Variável calculado: US$ 23,97/MWh

O fornecimento de carvão será feito por mina própria e o seu reajuste deverá acompanhar os custos de exploração local de mão-de-obra e infra-estrutura.

3.4.7.3 *Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica*

No sistema chileno existe apenas uma taxa de filiação ao CDEC no valor de US$ 1.000/dia. Não existem impostos específicos para o setor de energia.

Vale destacar que os seguintes encargos também são aplicáveis ao projeto de geração térmica de energia elétrica:

Imposto / Encargo	**Alíquota**	**Base**
VAT (Value Added Tax)	19%	Faturamento
Taxa Corporativa	17%	Lucro
Stamp Tax	0,125% (mensal) com taxa máxima de 1,5% anual	Empréstimos financeiros
Taxa Municipal	0,25% - 0,5% (taxa máxima anual de aproximadamente US$ 526.000)	Baseado no equity da empresa que está pagando a taxa

3.4.7.4 *Comercialização*

- Essa é uma usina a carvão importado no Chile que terá uma capacidade de 1.400MW. A usina também adotará o conceito de "*complete supply chain*", sendo o carvão fornecido por minas de propriedade da MPX.
- A entrada em operação está prevista para 2012, e a comercialização da energia da usina será realizada via contratos de longo prazo com as distribuidoras locais (licitações públicas[5]) ou diretamente com grandes consumidores chilenos.

[5] O Chile implementou, através da Lei 20.018 de 19 de Maio de 2005, um mecanismo para as distribuidoras de compra de energia compulsória por licitações de energia. Embora possua diferenças na implementação, ste mecanismo é conceitualmente similar ao implementado no Brasil.

A estratégia de comercialização da UTE Castilla é ilustrada na figura a seguir.

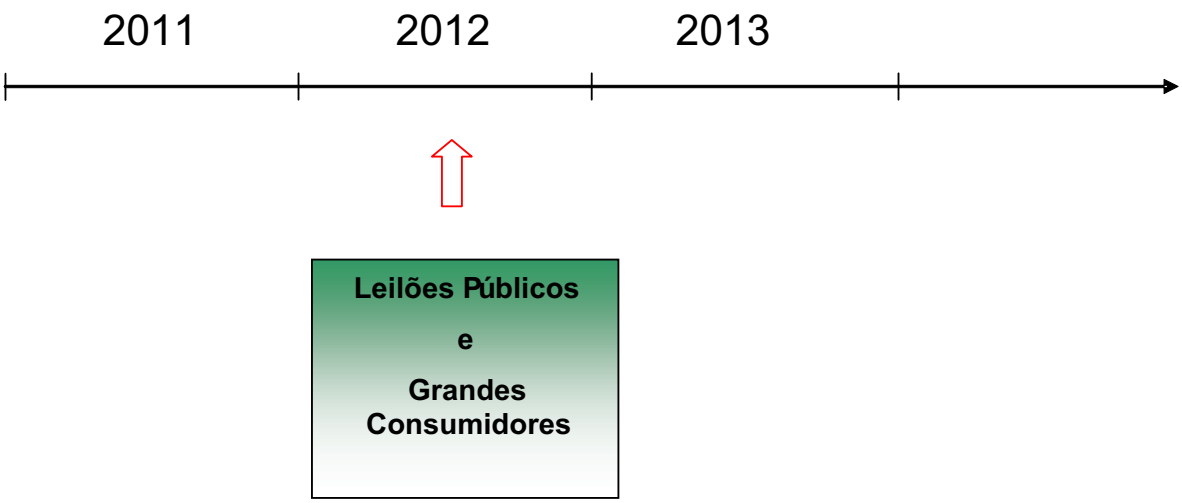


Figura – Estratégia de Comercialização da UTE Castilla

3.4.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.4.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina deste porte requer conhecimento e experiência. A MPX está buscando no mercado profissionais capacitados que serão treinados durante a fase de construção da usina para que na entrada em operação todos eles estejam totalmente preparados para exercer as suas funções.

Na fase de comissionamaento e partida da usina, o Fornecedor principal enviará os profissionais cada equipamento para realizar a supervisão da partida, pré-operação e operação inicial das mesmas.

O carvão mineral como combustível é o mais abundante atualmente. Muito mais do que o óleo ou o gás natural (vide capítulo 1). Adicionalmente a MPX contará com mina própria para atendimento da demanda de seus projetos e contratos de longo prazo com preços/reajustes que podem ser repassados ao preço da energia elétrica.

3.4.8.2 *Risco Tecnológico*

A tecnologia escolhida para a usina que é um Ciclo Rankine, com caldeira tipo PC sub-crítica e gerador de 360 MW acionada por turbina a vapor é largamente utilizada no mundo todo e já é uma tecnologia consolidada com diversos fornecedores de equipamentos.

A MPX iniciou a elaboração de projeto básico e das especificações técnicas para a concorrência para fornecimento da usina em regime "*Turn-Key*". Este trabalho será feito pela Black & Veatch.

Este procedimento reduzirá sensivelmente o risco na qualidade do fornecimento.

3.4.8.3 *Risco Ambiental*

Os riscos ambientais da UTE Castilla estão apresentados no capítulo 3.4.2 e onde se pode observar que todos os esforços estão sendo empreendidos para obtenção da Licença de Instalação e, consequentemente, atender as normas tanto do CONAMA quanto ao do Banco Mundial.

A MPX já deu início a obtenção dos dados ambientais e já contratou uma empresa especializada para a elaboração do EIA.

A região onde a usina será instalada possui diversos pontos positivos que favorecem ainda mais a instalação da usina:

- Não possui instalações que possam comprometer a qualidade do ar;
- Acesso logístico (estrada e ferrovia);
- Grandes áreas disponíveis (desertificada);
- Proximidade de centro urbano que facilitará o fornecimento de mão-de-obra, reduzindo o impacto sócio-economico (cerca de 60 km de Copiapó);
- Disponibilidade de insumos em distâncias economicamente viáveis;
- E outros de menor risco que será melhor detalhado quando da elaboração do Eia/Rima.

3.4.8.4 *Risco Financeiro*

A companhia possui uma política de hedge (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Além disso, a companhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.5. UTE SEIVAL II

3.5.1 Descrição da Usina

A usina UTE Seival II proposta será uma instalação de leito fluidizado circulante (CFB), consistindo de dois geradores de vapor subcríticos, de 300 MW, e turbinas de vapor correspondentes. MPX é o único acionista do projeto, que está previsto tornar-se comercialmente disponível por volta de 2014.

Está previsto que a energia produzida por esta instalação será integralmente entregue ao mercado livre (ACL).

Figura 3.5-1: UTE Seival II

O projeto da usina se baseará em combustível fornecido pela Mina Seival onde a MPX possui 70% de participação, situada bem próximo ao local proposto.

O local está situado no município de Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul. A Figura 3.5-1 ilustra a localização do estabelecimento no Brasil.

3.5.2 Equipamentos Principais

A instalação UTE Seival II consistirá de dois geradores de vapor subcríticos e turbinas de vapor. Numa unidade CFB, uma parte do ar para combustão é introduzido no fundo de um leito de combustível, calcário (para captar enxofre), e cinzas. Na presença do ar fluidizante, o combustível e o calcário se misturam rapidamente e de maneira uniforme sob o ambiente de turbulência, e se comportam como um fluido. A mistura é inflamada, em estágios, na seção de forno, produzindo o calor necessário para converter a água de alta qualidade suprida em vapor de alta pressão, (HP). Da mesma forma que nos geradores de vapor PC, o vapor HP é conduzido à turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica, através de um gerador elétrico. O vapor descarregado pela turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e encaminhado à turbina de vapor IP. O vapor descarregado pela turbina IP é vapor de baixa pressão (LP), e é passado através de uma turbina de vapor LP para tentar captar qualquer

energia remanescente. A Figura 3.5-2 mostra um diagrama de bloco de uma usina de força operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

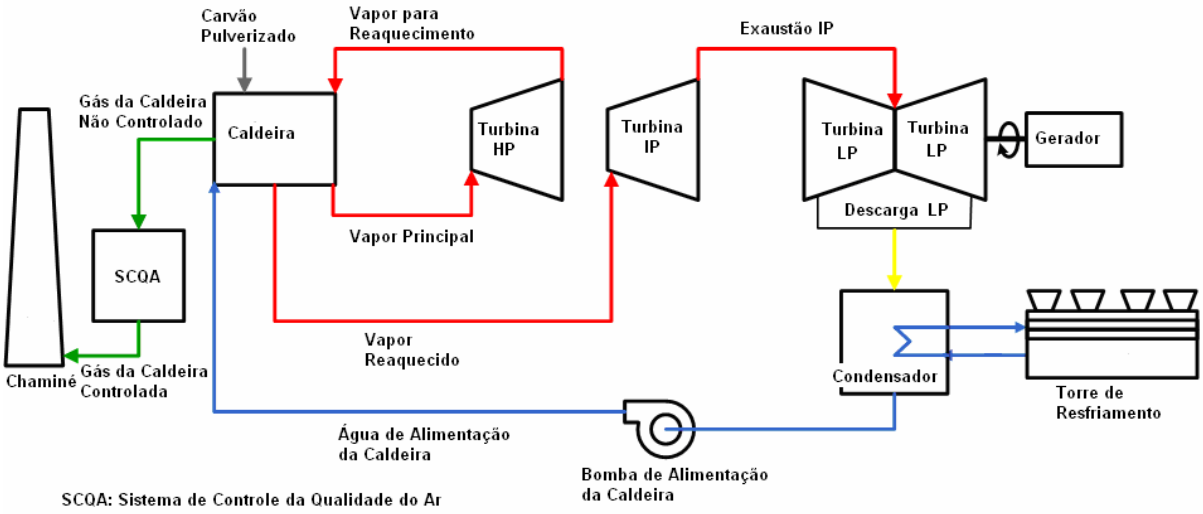


Figura 3.5-2

Diagrama de Bloco, do Fluxo da Usina de Energia Operada a Carvão

No projeto conceitual, o ar de combustão e o sistema de gás de escape serão dispostos em dois conjuntos paralelos, cada um incluindo um ventilador de ar forçado, um pré-aquecedor de ar, precipitador eletrostático (ou dispositivo de filtragem) e um ventilador de tiragem induzida.

Durante os últimos 20 anos em que geradores CFB têm sido utilizados para a produção de vapor para geração de energia elétrica, sua disponibilidade e confiabilidade têm melhorado, e são considerados equivalentes aos geradores de vapor PC. Diversos melhoramentos nos projetos do sistema refratário, nos projetos do sistema de alimentação de combustível e calcário, e no projeto dos equipamentos de extração de cinzas, foram feitos, e cuidam adequadamente dos problemas iniciais encontrados nesses componentes do sistema. Visto que os sistemas de gerador de vapor CFB não são dotados de pulverizadores, não têm múltiplos sistemas de queimadores com um grande número de componentes móveis ou controlados, e tem significativamente menos sopradores de fuligem, muitos dos componentes de alta manutenção dos geradores de vapor PC são evitados.

As vantagens dos geradores de vapor CFB são que as emissões de SO_2 podem ser controladas sem o uso de purificadores externos, devido ao uso de calcário no leito. Em

virtude das temperaturas de combustão mais baixas, as emissões de NO_x são intrinsecamente mais baixas. Estas características proporcionam às usinas CFB mais flexibilidade quanto ao tipo e qualidade de carvão que utilizam.

3.5.3 Suprimento de Combustível

O desenho da usina baseou-se em carvão para combustão, extraído da Mina Seival. Estima-se que cada gerador consumirá 275 toneladas de carvão por hora, em plena carga. O carvão será trazido por caminhão da mina. Os caminhões descarregarão o carvão nas tremonhas receptoras dos trituradores de carvão, instalados e operados pelo fornecedor do carvão. Dos trituradores de carvão, o carvão será transportado para os Depósitos de Carvão que alimentam as moendas de carvão, ou para o estoque passivo (capacidade de 400.000 toneladas). Será utilizado óleo combustível leve para as operações de partida e/ou sustentação da chama.

3.5.4 Água e Água Residual

Toda a água bruta necessária para a operação da usina será tomada do Reservatório de Candiota, e tratada em diversos estágios para conseguir as diversas qualidades de água necessárias em toda a usina. A captação da água bruta e as bombas serão montadas no Reservatório de Candiota, cerca de 6 km distante da usina. A água alimentada para as caldeiras passará através de filtros de carbono antes de ser tratada em um dos dois conjuntos de desmineralização. Os conjuntos consistirão de um trocador de anions, desgasificador, trocador de cátions, e trocador de leito misto. A água será armazenada num reservatório de água desmineralizada.

3.5.5 Interconexão Elétrica

Haverá um transformador elevador do gerador, de 230-20 kV, para cada unidade, e um transformador de serviço geral, utilizado para a partida da usina. As interconexões entre os sistemas dos equipamentos de geração são executadas através de um conjunto de fase isolada, de tubo de alumínio, protegido por um invólucro tubular de alumínio. Disjuntores ficarão posicionados no lado da descarga do gerador, transformadores de excitamento, transformadores principais, e transformadores da unidade.

3.5.6 Considerações Ambientais

3.5.6.1 Projeto e Desempenho Ambiental

A usina Seival II será projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. Tanto a agência ambiental federal brasileira CONAMA, como o Banco Mundial, estabeleceu diretrizes e padrões ambientais para emissões por chaminé de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM). O Banco Mundial também estabeleceu diretrizes para emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), para novas usinas térmicas operadas a combustível sólido (carvão), que podem ser regulamentadas pelas agências estaduais (SEMA) no Brasil.

Emissões Atmosféricas:

Para manter conformidade com os padrões de emissões CONAMA aplicáveis, o gerador será equipado com um precipitador eletrostático, ou dispositivo de filtro de tecido, para controlar as emissões de matéria de partículas. Dependendo do teor de enxofre do carvão, as emissões de SO_2 poderão ser limitadas através da mistura de calcário na caldeira CFB. Os limites de NOx já são atendidos pelo sistema de queima em leito fluidizado. A Tabela 3.5-1 apresenta os padrões de emissões por chaminé aplicáveis a uma nova usina operada a carvão no Rio Grande do Sul.

Tabela 3.5-1
Emissões de Chaminé de Poluentes do Ar

Pollutant	Brazil[1]	Banco Mundial [2]	Emissões Previstas [3]	Equipamentos de Controle [3]
Matéria de partículas (PM)	N/A	50 mg/Nm^3	Desprezível	N/A
Dióxido de Enxofre (SO_2)	N/A	2.000 mg/Nm^3 8,8 tpd (44 MW)	Desprezível	N/A
Dióxido de Carbono (CO)	65 mg/Nm^3	N/A	5.31 kg/hr	N/A
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	50 mg/Nm^3	125 mg/Nm^3 (seco a 15% de oxigênio)	51 mg/Nm³ (25 ppm)	NOx baixo, seco

[1] Resolução CONAMA Nº 382 Anexo I, 26 de dezembro de 2006. (limite para plantas > 100 MW

[2] Manual de Diretrizes Gerais Ambientais para Novas Plantas, Prevenção e Abatimento da Poluição - Banco Mundial (1999).

- Nm3 é medida a 0oC e 1 atm (101.3 kPascal ou 760 mmHg)
- Emissão total em massa é em tpd métrico.
- Todas as emissões máximas devem ser atendidas no mínimo 95% do tempo na planta ou unidade em operação, média anual.

[3] Consultoria para o Impacto Ambiental - CAL-Consultoria Ambiental.

Efluentes Líquidos:

Prevê-se que a água residual da usina, proveniente de drenos no piso ao redor dos transformadores, oficina, e áreas de estacionamento, sejam direcionadas a separadores de óleo/água, e que uma bacia de neutralização seja usada para coletar e tratar a maioria dos efluentes da usina. Finalmente, a descarga dos efluentes líquidos da usina atenderá todos os limites aplicáveis estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 201/1986, bem como quaisquer

limites adicionais que possam ser estabelecidos por SEMA no processo de licenciamento. Uma comparação entre os limites de efluentes líquidos, do Banco Mundial e da CONAMA do Brasil, é apresentada na Tabela 3.5-2.

Tabela 3.5-2
Padrões para Efluentes Líquidos

Poluente	Chile[1]	Banco Mundial [2]
pH	5,5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total]		
Cromo (total)	10 mg/l	0,5 mg/l
Cromo (hexavalente)	0,5 mg/l	N/A
Cobre	3,0 mg/l	0,5 mg/l
Ferro	N/A	1,0 mg/l
Níquel	4,0 mg/l	N/A
Zinco	5,0 mg/l	1,0 mg/l
Óleo & Graxa	150 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	300 mg/l	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	N/A	3°C acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura

[1] Resolução CONAMA Nº 90 Tabela 4, 30 de maio de 2000.
[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999)

Rejeitos Sólidos:

Subprodutos de rejeito sólido da combustão terão que ser periodicamente removidos do leito CFB e descartados num aterro próximo. As cinzas do leito deverão ser resfriadas através de resfriadores de cinza do leito, separadas por um separador para remover as impurezas, e armazenadas num depósito de cinza do leito. A cinza do leito deverá ser injetada no combustor para reutilização, por meio de ar comprimido, quando a quantidade dos materiais for reduzida até certo nível. O material estranho removido será recolhido num silo e despejado em caminhões tanque para transporte até o aterro próximo. Prevê-se que em cada dia de operação serão geradas até 5.665 ton. cinzas em suspensão e material do leito da caldeira, o que equivale a cerca de 1,75 milhões t/ano, que serão descartadas no aterro próximo. O procedimento mais usual é utilizar a cinzas para recomposição do solo da mineração.

Ruído:

Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzirem altos níveis de ruído poderão ser colocados dentro de invólucros acústicos e/ou atrás de outros elementos da usina, para minimizar as emissões de ruído para fora do local, de forma a atender os padrões de ruído aplicáveis, sumarizados na Tabela 3.5-3.

Tabela 3.5-3

Padrões de Ruído

Local	Chile[1]	Banco Mundial [2]
dBA ambiente (dia/noite)	Zona I Local 55/45 Zona II Regional 60/55 Zona III Industrial: 65/55 Zona IV Industrial 70/70 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	A equipe de trabalho deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.

[1] Resolução CONAMA Nº 146, de 24 de dezembro de 1997.

Horário Diurno = das 7 às 21 horas, Horário Noturno = das 21 horas às 7 horas.

[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto.

Mitigação e Monitoramento

Compensação ambiental monetária é tipicamente determinada com base numa porcentagem do total de despesas de capital do projeto, que pode variar, dependendo do volume e extensão de impactos ambientais do projeto. A nível federal, a Resolução CONAMA 379, de 5 de abril de 2006, atualmente dispõe que a compensação ambiental monetária não deve ultrapassar 0,5% para todos os tipos de atividades, entretanto, uma nova resolução federal está sendo considerada, que estabeleceria uma faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital, para essa compensação. Algumas agências ambientais estaduais

estabeleceram, por meio de regulamento, diferentes porcentagens mínimas para compensação ambiental. Finalmente, o valor da compensação monetária é negociado com a agência que emite a permissão (SEMA ou IBAMA), e é paga entre a data da Licença Prévia e da Licença de Instalação para um fundo administrado pela agência que emite a permissão, para promover projetos ambientais no Estado.

Adicionalmente a essa compensação monetária, requisitos de monitoramento e mitigação serão tipicamente exigidos como condição para emissão da Licença de Instalação. Poderão incluir levantamentos arqueológicos, relocação da flora e fauna e monitoramento da restauração, instalação de um sistema de monitoramento contínuo das emissões para rastrear emissões de SO_2, PM e NOx, monitoramento dos efluentes líquidos que estão sendo descarregados, bem como amostragem e análise periódica da vazão da água de chuva coletada. Em conjunto, essas medidas de mitigação e monitoramento poderão custar de 0,5% até 2% das despesas de capital do projeto. Reunidos, a compensação monetária, e os requisitos de mitigação e monitoramento, poderão todos, conservadoramente, custar até 5% do total das despesas de capital do projeto, em Estados ambientalmente ativos, como o Rio Grande do Sul.

3.5.7 Dados Financeiros

3.5.7.1 Investimento

A Black & Veatch desenvolveu estimativas de custo de capital, em dólares dos Estados Unidos, para as duas instalações CFB de 300 MW e os requisitos totais de capital para o projeto seriam de US$ 2.321/kW ou aproximadamente US$ 1,4 bilhões.

A MPX está desenvolvendo usina para iniciar a construção em 2009 e a operação em meados de 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentado na tabela 3.5-4

Tabela 3.5-4
UTE Seival II - Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentagem do investimento total)

2010	2011	2012	2013	2014
5,0%	19,6%	53,5%	15,7%	6,2%

3.5.7.2 *Despesas Operacionais*

Conforme apresentado no relatório da Black & Veatch os custos de O&M fixos e variáveis, excluído o custo do combustível, são regidos pela opção da tecnologia da usina, fator de capacidade anual, provisão para a manutenção maior, custos de consumíveis (água, químicos e reagentes para tratamento das emissões, adicionalmente ao fator de capacidade da usina).

Considerando os custos acima discriminados, os custos fixos e variáveis calculados pela Black & Veatch resultaram nos seguintes valores:

Tabela 3.5-5
UTE Seival II - Sumário de Despesas O&M Fixas Anuais

Custos Fixos	2 x 300 MW US$ 000
Mão de Obra	
Operações	4.719
Manutenção	3.199
Serviço Técnico	565
Administração	462
Subtotal de Mão de Obra	**8.946**
Manutenção de Rotina	
Subtotal	**3.508**
Outras Despesas	
Administrativas e de Escritório	895
Pagamento de Incentivos e Bonificações	895
Subtotal de Outras Despesas Fixas	**1.789**
Total de Custos Fixos	**14.243**
Capacidade Líquida da Usina, KW	**600.000**
Custos Fixos por Unidade de Geração, US$/kW-ano	**23,74**

Tabela 3.8-5 UTE Seival II - Sumário de Despesas O&M Variáveis Anuais	
Custos Variáveis	2 x 300 MW US$000
Manutenção em Paralisações Turbinas (por ano) Caldeiras (por ano) Auxiliares da Planta (por ano)	 386 900 920
Subtotal de Manutenção em Paralisações, Por Ano	**2.207**
Caldeira Torre de Resfriamento Água Descarte de Cinzas Dessulfuração de Gás de Combustão ESP Total de Custos Variáveis Geração Líquida Anual (MWh)	396 739 150 2.900 400 4.382 **11.174** **4.361.218**
Custos Variáveis por Unidade de Geração (US$/MWh)	**2,60**

Para a avaliação econômica, decidiu-se pela utilização os valores informados pela Black & Veatch.

Custo Variável de Combustível:

Para a determinação do custo foram consideradas as seguintes premissas:

- Consumo específico das caldeiras: 520 t/h
- Preço do Carvão Mineral: R$ 34,63/ton (CIF, com impostos e taxas)
- Custo Variável calculado: R$ 30,00/MWh

O fornecimento de carvão será feito por mina própria e o seu reajuste deverá ser feito pelo IPCA.

3.5.7.3 Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica

As tabelas a seguir apresentam todos os tributos e encargos que incidem na comercialização de energia de gerador para Comercializador/Distribuidor e para Consumidor Livre.

Tabela - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor:

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento
IR + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida
Royalty	6 R$/MWh	Energia Gerada (Somente para Hidro)

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido as características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

Tabela - Venda de Gerador para Consumidor Livre

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
ICMS	18% a 30% dependendo do estado	Faturamento (por dentro)
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS - incluindo ICMS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento (incluindo ICMS)
IR + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta (Sem ICMS)
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida
Royalty	6 R$/MWh	Energia Gerada (Somente para Hidro)

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido as características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

3.5.7.4 Comercialização

3.5.7.5 Autoprodução Compartilhada

Conforme descrito no Plano de Comercialização da MPX, a Lei nº 11.488/2007 permitiu que consumidores livres que tenham participação em SPEs (Sociedades de Propósito Específico) de projetos de geração de energia tenham os benefícios de redução de encargos setoriais (CCC, CDE e PROINFA) como os autoprodutores, benefício este limitado a parcela de energia destinada a consumo próprio do agente. Isto eliminou a restrição anterior que somente permitia a aglutinação de interesses de autoprodução por meio de consórcio, hipótese que criava dificuldades na obtenção de financiamentos para os empreendimentos de

geração. Por outro lado, a estrutura de consórcio apresenta alguns benefícios fiscais adicionais em relação à estrutura de SPE. A figura a seguir ilustra o conceito básico de Autoprodução Compartilhada, que consiste simplificadamente em dividir a garantia física (limite de comercialização) da usina entre os "quotistas" do projeto. A estutura

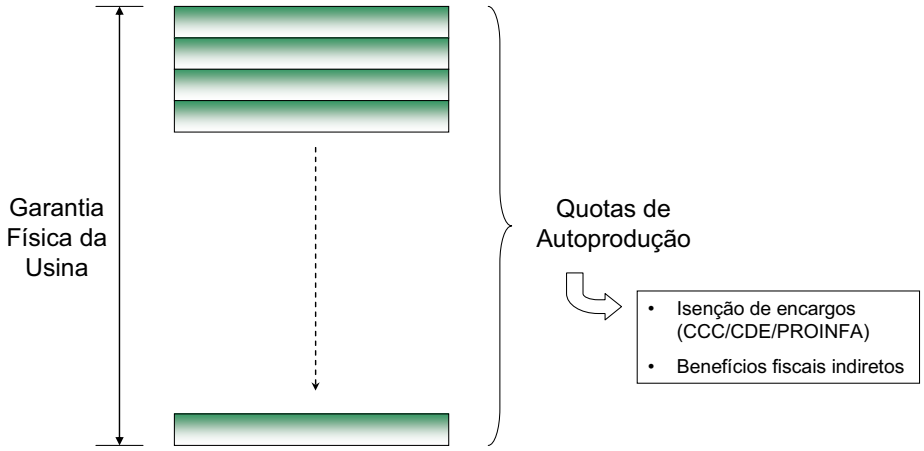


Figura – Conceito Básico da Autoprodução Compartilhada

Este conceito básico é valido tanto em uma estrutura de SPE, quanto em uma estrutura de consórcio. A estrutura a ser adotada deve, além dos aspectos tributários, levar consideração questões regulatórias e atender às exigências dos bancos financiadores, em termos de *project finance*.

Foi adotada uma estrutura que considera uma SPE e um Consórcio de Autoprodução, em conjunto. A SPE será a proprietária da usina, garantido os financiamentos. O Consórcio de Autoprodução fará o arrendamento da usina, garantindo a as isenções de encargos e os benefícios fiscais para os cotistas. Este estrutura é ilustrada na Figura a seguir.

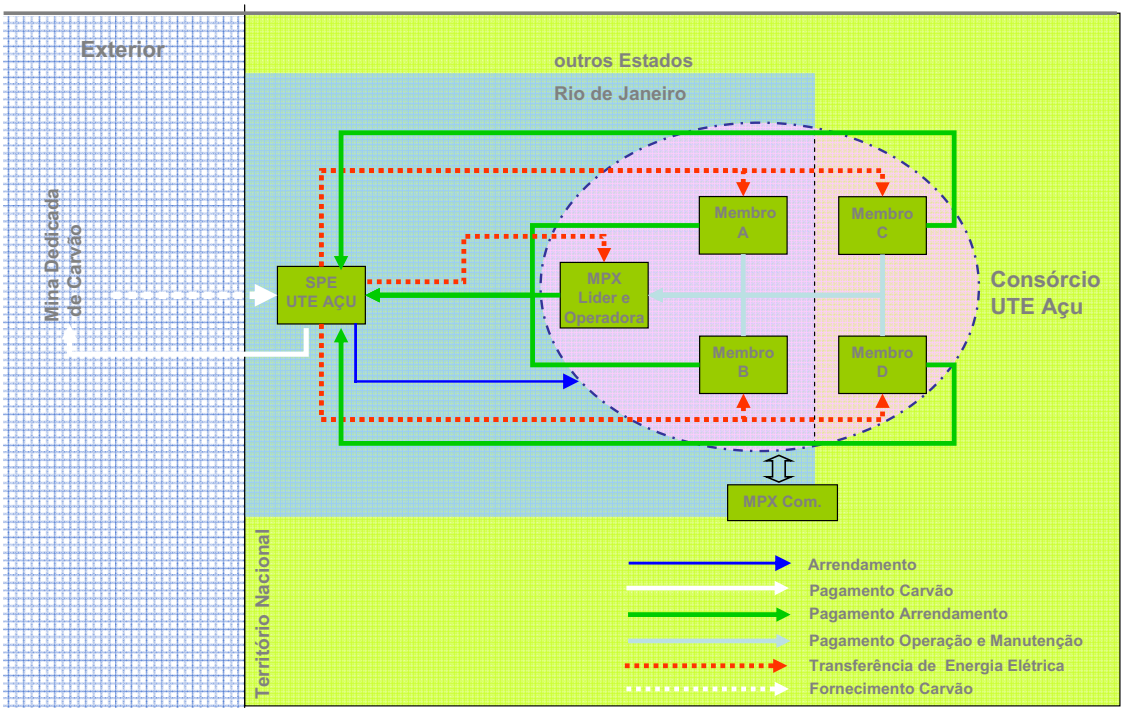


Figura – Estrutura de Autoprodução Compartilhada

3.5.7.6 Primeira Fase

- Ao contrário das UTEs MPX (Pecém) e Termomaranhão, esta usina terá a totalidade de sua energia alocada ao Mercado Livre. Será utilizado pela primeira vez o conceito de **"Autoprodução Compartilhada"**, conforme detalhado no Item anterior.

- As isenções de encargos e impostos previstas para Autoprodutores permitirão que um "quotista" da UTE SEIVAL II tenha um razoável desconto no seu preço final de energia, em relação ao que ele pagaria como consumidor cativo, ou como consumidor livre tradicional, permitindo que parte deste benefício seja alocada ao projeto.

- A alocação dos benefícios ao projeto se justifica pelo fato da MPX realizar o investimento, e assumir todas as responsabilidades pelo gerenciamento dos requisitos de energia dos "quotistas".

- Note que, desta forma, para os "quotistas" da UTE SEIVAL II, o preço de compra de energia equivalente será inferior ao preço praticado no mercado, uma vez que além dos benefícios inerentes a auto-produção, muitos consumidores livres terão benefícios adicionais de redução de impostos (ICMS e PIS/COFINS).

- Deve-se ressaltar que além de um preço de energia competitivo e a da garantia de suprimento de energia no longo prazo, outra grande vantagem para os consumidores livres (ou potencialmente livres) que vierem a ser tornarem "quotistas" da UTE SEIVAL II, será a possibilidade de transferir o gerenciamento de seus requisitos de energia para a comercializadora de energia da MPX.
- Ressalta-se ainda que a estrutura de "Autoprodução Compartilhada" que está sendo proposta poderá liberar os consumidores livres "quotistas" da UTE SEIVAL II que se instalarem no porto do risco de racionamento.

A estratégia de comercialização da UTE Seival II é ilustrada na figura a seguir.

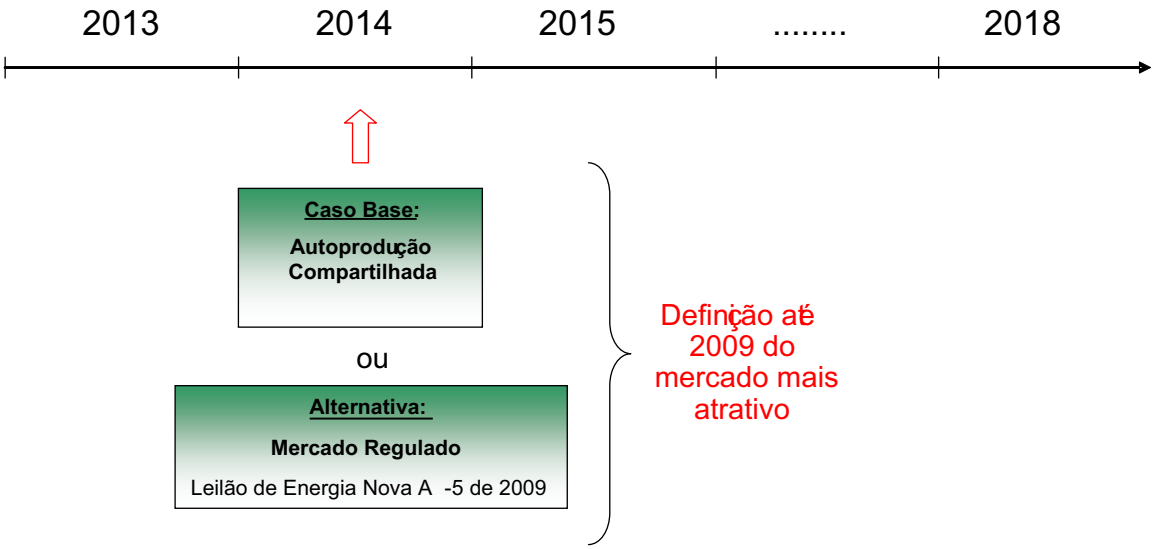


Figura – Estratégia de Comercialização da UTE Seival II

3.5.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.5.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina deste porte requer conhecimento e experiência. A MPX está buscando no mercado profissionais capacitados que serão treinados durante a fase de construção da usina para que na entrada em operação todos eles estejam totalmente preparados para exercer as suas funções.

Na fase de comissionamaento e partida da usina, o Fornecedor principal enviará os profissionais cada equipamento para realizar a supervisão da partida, pré-operação e operação inicial das mesmas.

O carvão mineral a ser utilizado é nacional e, além disso, a MPX tem 70% de participação nessa mina (Mina Seival) o que elimina os riscos de descasamento entre os reajustes do carvão com o da energia elétrica (IPCA). Também tem como grande vantagem a proximidade com a mina.

A proximidade com os grandes centros de produção de insumos no Rio Grande do Sul também facilita a aquisição dos produtos e elimina o fator de transporte até a usina.

3.5.8.2 Risco Tecnológico

A tecnologia escolhida para a usina que é um Ciclo Rankine, com caldeira tipo Leito Fluidizado Circulante (CFB) sub-crítica e gerador de 300 MW acionada por turbina a vapor é largamente utilizada no mundo todo e já é uma tecnologia consolidada com diversos fornecedores de equipamentos.

A MPX iniciou a elaboração de projeto básico e das especificações técnicas para a concorrência para fornecimento da usina em regime "*Turn-Key*". Este trabalho será feito pela Black & Veatch.

Este procedimento reduzirá sensivelmente o risco na qualidade do fornecimento.

3.5.8.3 Risco Ambiental

Os riscos ambientais da UTE Seival II estão apresentados no capítulo 3.5.2, e onde pode-se observar que todos os esforços estão sendo empreendidos para obtenção da LI e consequentemente atender as normas tanto do CONAMA quanto ao do Banco Mundial.

A região onde a usina será instalada possui diversos pontos positivos que favorecem tremendamente a instalação da usina:

- É área próxima a região de mineração e, portanto, não muito povoada;
- Região quase que totalmente antropizada, com alguma vegetação remanescente;
- Acesso logístico (estrada e ferrovia);
- Grandes áreas disponíveis para construção;

- Proximidade de centro urbano que facilitará o fornecimento de mão-de-obra, reduzindo o impacto sócio-economico;
- Os resíduos sólidos gerados na usina podem ser entregues a mina para reposição de solo;
- Disponibilidade de insumos em distâncias economicamente viáveis;
- E outros de menor risco que será melhor detalhado quando da elaboração do Eia/Rima.

3.5.8.4 Risco Financeiro

A companhia possui uma política de *hedge* (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Adicionalmente, a companhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.6. UTE SERRA DO NAVIO

3.6.1 Descrição da Usina

A usina UTE Serra do Navio proposta será uma instalação de geração de energia, operada a diesel, consistindo de doze motores diesel de 1.940 kW, totalizando 23,3 MW. O projeto está previsto para iniciar operação comercial por volta de janeiro de 2008. O projeto está sendo desenvolvido em parceria de MPX (51%) e Eletronorte.

A totalidade da energia produzida será destinada ao ACL, sendo entregue à companhia distribuidora local, a Companhia Elétrica do Amapá (CEA) no Sistema Isolado.

Figura 3.6-1: UTE Serra do Navio

A instalação está localizada na cidade de Serra do Navio, a cerca de 200 km de Macapá, a capital do Estado do Amapá. O local tem aproximadamente 9.000 metros quadrados.

O óleo diesel para a usina será fornecido pela Petrobras Distribuidora S.A., localizada no porto de Santana.

3.6.2 Equipamentos Principais

O equipamento principal de geração consiste de 12 motores MAN operados a diesel. Os motores são de quatro cursos, injeção direta de combustível, turbo-carregados e inter-resfriados. Estão projetados para queimar diesel de baixo enxofre, porém estão projetados para também queimar óleo combustível pesado, caso necessário. Com pequenos ajustes, os motores também teriam a capacidade de queimar gás natural. Os motores são de modelo numero 9L28/32H, de baixa velocidade (720 rpm). Os respectivos geradores são de tipo sincrônico, trifásico, sem coletor, pólo saliente. A Tabela 3.6-1 ilustra alguns dos parâmetros de projeto dos motores.

Tabela 3.6-1 MAN 9L28/32H Diesel Especificações de Desempenho	
Velocidade (r/min)	720
Freqüência (Hz)	60
Gerador kW	1.800
Taxa de Aquecimento (kJ/kWh)	8.518

Uma vista geral básica, e um diagrama de bloco da usina de energia a diesel, em Serra do Navio, estão ilustrados na Figura 3.6-2.

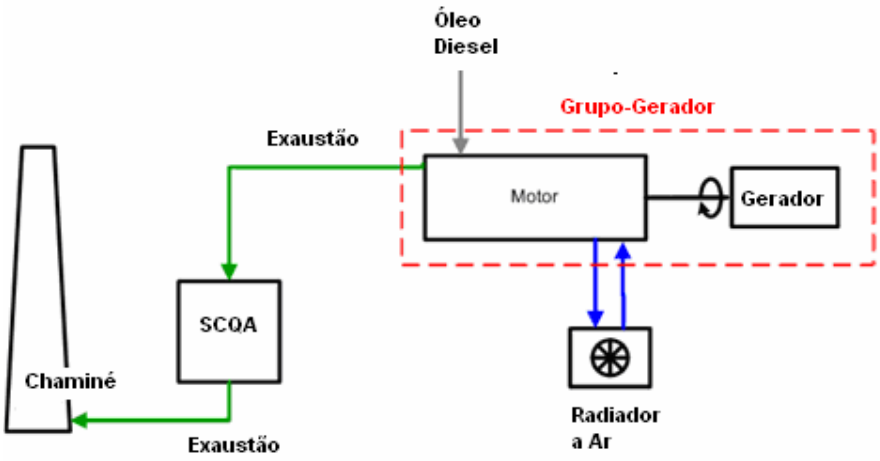


Figura 3.6-2

Diagrama da Usina de Energia a Diesel

A instalação será equipada com os seguintes sistemas auxiliares:

- **Sistema de Óleo Combustível** - a função principal do sistema de combustível é fornecer ao motor o fluxo e pressão corretos de combustível, e proporcionar o nível correto de pureza.
- **Sistema de Óleo Lubrificante** - o sistema de óleo lubrificante proporciona a lubrificação necessária para todas as partes móveis da usina.

- **Sistema de Ar Comprimido** - ar comprimido é utilizado para acionamento dos motores, controle e instrumentar o ar.
- **Sistema de Suprimento de Água** - a água bruta para a usina será água de poço. A água será tratada para uso na usina ou para beber.
- **Sistema de Água de Resfriamento** - a tarefa principal do sistema de resfriamento é proporcionar resfriamento adequado dos componentes críticos dos motores, bem como resfriar o óleo lubrificante, os compressores de ar, etc.
- **Sistema de Proteção contra Incêndio** - a usina será equipada com dois sistemas independentes de proteção contra incêndio.
- **Sistema de Coleta de Óleo** - o óleo efluente de várias áreas da usina será coletado e encaminhado para um tanque de recebimento fechado, para tratamento ou descarte.

3.6.3 Suprimento de Combustível

O combustível usado nos geradores é óleo diesel, e será fornecido através de vagões ferroviários da linha que liga a cidade de Serra do Navio à Macapá, capital do Estado do Amapá. O combustível será fornecido por Petrobras Distribuidora S.A., localizada no Porto de Santana. O sistema de óleo diesel inclui um sistema de recebimento de óleo com três bombas de óleo, dois tanques de armazenamento de combustível de 495 m^3 cada, um sistema de transferência de óleo, um tanque de combustível diário de 150 m^3, e sistemas de medição de combustível.

3.6.4 Água e Água Residual

Água bruta será fornecida para resfriamento dos equipamentos e água para serviço da usina, através de poços que ficarão localizados dentro das divisas do local. A água bruta será tratada em sistemas separados, para uso como água de resfriamento e para água potável. As águas residuais da usina serão tratadas através de separadores óleo/água e uma bacia de equalização, antes de serem encaminhadas para um tanque de armazenamento e transporte periódico, por caminhão, para tratamento em Macapá. Um sistema de esgoto sanitário coletará toda a água efluente da usina.

3.6.5 Interconexão Elétrica

A conexão de UTE Serra do Navio com a rede de distribuição será feita através de dois transformadores progressivos de geração de 13,8/69kV 16MVA ligando a uma sub-estação localizada dentro da instalação. A conexão com a rede CEA será feita em 69kV.

3.6.6 Considerações Ambientais

3.6.6.1 Licenças e Aprovações Ambientais

Uma Licença de Instalação (LI) Nº 0034/2007 foi emitida pela Secretaria de Estado para o Meio Ambiente do Amapá (SEMA), em 4 de julho de 2007, confirmando que todos os requisitos de licenciamento ambiental foram satisfeitos, e autorizando MPX Mineração e Energia Ltda. a construir a usina termoelétrica proposta em Serra do Navio. SEMA emitiu também uma Autorização de Desmatamento (Permissão da Administração Florestal) Nº 0012/2007, em 4 de julho de 2007. As autorizações adicionais a serem obtidas incluem uma permissão de Retirada de Água, da Agência Nacional de Águas (ANA ou Agência Nacional de Águas), para a retirada de águas freáticas, e certificação do Município de Serra do Navio.

3.6.6.2 Projeto e Desempenho Ambiental

A usina de Serra do Navio foi projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. Tanto a agência ambiental federal brasileira, CONAMA, como a International Finance Corporation (IFC), estabeleceram padrões e diretrizes, para emissões, por chaminé, de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM) de usinas operadas por motores. IFC estabeleceu também diretrizes para emissão de óxidos de nitrogênio (NO_x) de pequenas instalações de combustão com capacidade de entrada de aquecimento entre 3 e 50 MWh.

Emissões Atmosféricas:

Para manter conformidade com os padrões de emissão aplicáveis, da IFC e CONAMA, o projeto utilizará modernas tecnologias que reduzem o impacto ambiental do diesel com um nível ultra baixo de chumbo, filtros que purificam a fuligem, e um sistema de controle 'on-line' para controlar as emissões de NO_x. A Tabela 3.6-2 apresenta os padrões aplicáveis, e as emissões previstas, para a usina MPX Serra do Navio.

Tabela 3.6-2 Emissões de Chaminé de Poluentes do Ar				
Poluente	**Brasil**[1]	**International Finance Corporation**[2]	**Emissões Previstas**[3]	**Equipamentos de Controle**[3]
Matéria de partículas (PM)	250 mg/Nm^3 (3% O_2)	50 mg/Nm^3	12 mg/Nm^3	Filtros
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2700 mg/Nm^3 (3% O_2)	1,5% teor de enxofre do combustível	0,187 a 0,320 g/kWh	
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	1000 mg/Nm^3 (3% O_2)	200 mg/Nm^3 ignição por faísca 400 mg/Nm^3 combustível duplo 1.600 mg/Nm^3 ignição por compressão	2.054 mg/Nm^3	Sistema de controle na-linha
[1] Resolução CONAMA Nº 382 Anexo I, 26 de dezembro de 2006. [2] Diretrizes Gerais Ambientais, de Saúde e Segurança: Emissões no Ar e Qualidade do Ar Ambiente, International Finance Corporation, 30 de abril de 2007. [3] Eco Avaliação de Impacto Ambiental TUMUCUMAQUE.				

Efluentes Líquidos:

Drenos e calhas na área de descarga de óleo combustível e ao redor das bombas, tanques de armazenamento e áreas de contenção, encaminharão quaisquer possíveis vazamentos e derramamentos a separadores de óleo/água, para coleta e tratamento. A água

residual da usina será tratada através de separadores de óleo/água e uma bacia de equalização, antes de ser encaminhada para um tanque de armazenamento, para transporte periódico, por caminhão, até Macapá, para tratamento.

Rejeitos Sólidos:

Resíduos e rejeitos sólidos das operações incluirão óleo, filtros de óleo, filtros de ar, trapos, baterias, lâmpadas, papel, papelão e recipientes de plástico. Os rejeitos que não puderem ser reciclados serão armazenados em recipientes apropriados, no local, até que sejam retirados por caminhão do local para serem incinerados. Não serão gerados na usina quaisquer rejeitos perigosos.

Ruídos:

Não se espera que as emissões de ruído da usina venham a apresentar quaisquer problemas ou gerar quaisquer reclamações. Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não ultrapassarão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. O paisagismo ao redor da usina proporcionará amortecimento das emissões de ruídos ambientes. A Tabela 3.6-2 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Tabela 3.6-2

Padrões de Ruído

Local	Brasil	Banco Mundial
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	A equipe de trabalho deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.

(1) Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente.

Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas.

Medido 2 metros além dos limites da propriedade.

(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto.

Mitigação e Monitoramento

Medidas e práticas de mitigação minimizarão ou evitarão impactos significativos decorrentes da construção do projeto e das atividades de operação estão listadas no RAS submetido a SEMA. Os impactos da construção serão temporários, e poderão ser minimizados através da implementação das práticas de gestão apropriadas. MPX trabalhará em conjunto com o Instituto Histórico Nacional de História Artística (IPHAN) e com o Instituto de Pesquisa Científica e Tecnológica do Amapá (IEPA) para assegurar que quaisquer potenciais recursos arqueológicos descobertos durante a construção sejam propriamente documentados e preservados.

As atividades de monitoramento operacional incluirão, sem limitação, amostragens periódicas (diárias e semanais) de SO_2, PM, CO, CO_2 e NO_x na chaminé de descarga; amostragem e análise de efluentes líquidos para pH, cor, turbidez, BOD, óleo e graxa, cromo, cádmio, cobre, chumbo e zinco; e monitoramento mensal dos níveis de ruído. O ruído será monitorado mensalmente e serão proporcionados exames de audição para os empregados.

EIA estima investimentos totais de R$ 40.000.000 (quarenta milhões de reais). Embora a Resolução CONAMA Nº 371, de 5 de abril de 2006, fixe o valor da compensação ambiental em 0,5% do empreendimento, MPX ofereceu R$ 800.000, equivalente a 2% do custo do empreendimento, como compensação ambiental para o projeto Serra do Navio.

3.6.7 Dados Financeiros

3.6.7.1 Investimento

O investimento total para esta usina é de US$1.273/kW ou aproximadamente US$ 29,6 milhões para uma instalação de 23,28 MW, incluindo o EPC e os demais custos e taxas.

3.6.7.2 Despesas Operacionais

Conforme apresentado no relatório da Black & Veatch os custos de O&M fixos e variáveis, excluído o custo do combustível, são regidos pela opção da tecnologia da usina, fator de capacidade anual, provisão para a manutenção maior, custos de consumíveis (água, químicos e reagentes para tratamento das emissões, adicionalmente ao fator de capacidade da usina).

Considerando os custos acima discriminados, os custos fixos e variáveis calculados pela Black & Veatch resultaram nos seguintes valores:

Tabela 3.6-3
Sumário das Despesas Anuais com O&M Fixo e Variável

	Total
Custo Fixo por Unidade de Capacidade, US $/kW-ano	18,91
Custo Variável Unitário (US$/MWh)	2,15

Custo Variável de Combustível:
Para a determinação do custo foram consideradas as seguintes premissas:
- Consumo específico das caldeiras: 250 l/MWh
- Preço do Óleo Diesel: R$ 2,41/litro (CIF, com impostos e taxas)
- Custo Variável calculado: R$ 602,41/MWh

O fornecimento do Óleo Diesel deverá ser subsidiado pela Conta de Consumo de Combustível (CCC) que converte o custo do óleo em equivalente hidráulico. O valor do equivalente hidráulico é determinado pela ANEEL e é de R$ 62,00/MWh.

3.6.7.3 Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica

A tabela a seguir apresenta todos os tributos e encargos que incidem na comercialização de energia de gerador para Comercializador/Distribuidor

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS (*)	3,25%	Lucro bruto
CPMF	0,38%	Faturamento
IRPJ + CS (*)	25% + 9%	A base do IRPJ é 8% da receita bruta no ano enquanto que a base de cálculo da CS é 12% do Lucro Bruto da usina
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida
Royalty	6 R$/MWh	Energia Gerada (Somente para Hidro)

(*) Utilização de lucro presumido para cálculo de IRPJ

3.6.7.4 Comercialização

- A UTE Serra do Navio é uma parceria da MPX (51%) com a ELETRONORTE (49%). A usina de 23,3 MW está sendo construída no sistema isolado que supri o Estado do Amapá. O objetivo básico do projeto e suprir a carga da MMX no estado.
- Para obter os benefícios da CCC, o projeto foi estruturado através de dois contratos de compra e venda de energia. A AMAPARI ENERGIA, SPE formada por MMX e ELETRONORTE para desenvolver o projeto, vende para a CEA (distribuidora local) e esta revende a energia para a MMX.
- Os contratos estão estruturados como contratos de capacidade, onde os compradores pagam para os vendedores uma parcela fixa de capacidade e uma parcela variável de energia.

A estrutura de comercialização já negociada da UTE Serra do Navio é ilustrada na figura a seguir.

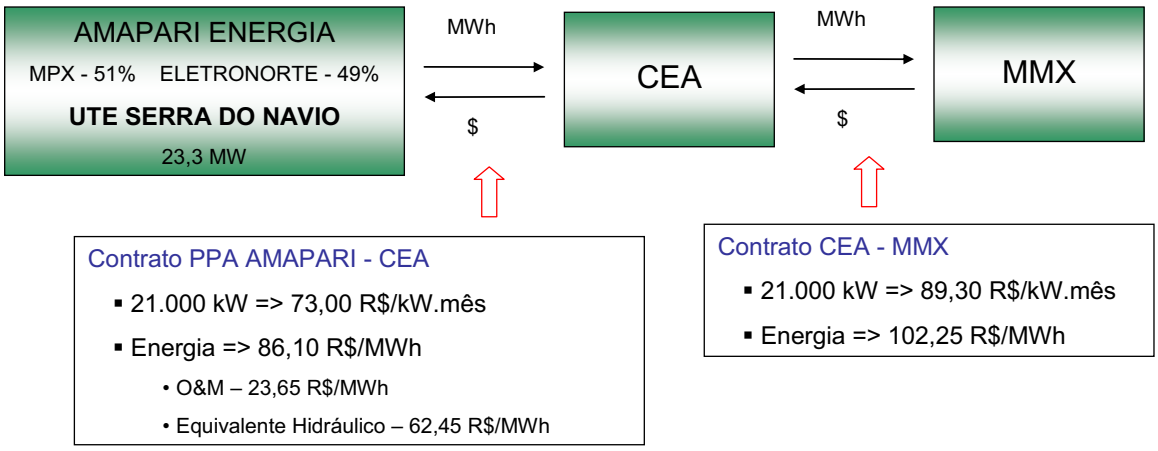


Figura – Estrutura de Comercialização da UTE Serra do Navio

3.6.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.6.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina deste porte requer conhecimento e experiência que a ELETRONORTE, parceira da MPX possui. Além disso a MPX está buscando no mercado, profissionais altamente capacitados, que serão treinados durante a fase de construção da usina para que na entrada em operação todos eles estejam totalmente preparados para exercer as suas funções..

O óleo Diesel que será fornecida pela Petrobrás será paga utilizando-se do CCC (Conta de Consumo de Combustível) que reduz substancialmente o preço da energia e da exposição do projeto.

Como a usina está localizada dentro do sistema isolado, existem várias usinas semelhantes e portanto fazem com que na capital existam vários fornecedores de peças e insumos necessários para a operação da usina.

3.6.8.2 Risco Tecnológico

A tecnologia escolhida para a usina, com motores Diesel acopladas a geradores de 1,9 MW é largamente utilizada no mundo todo e já é uma tecnologia consolidada com diversos fornecedores de equipamentos.

3.6.8.3 *Risco Ambiental*

Os riscos ambientais da UTE Serra do Navio estão apresentados no capítulo 3.6.2. Como a usina já possui a LI, o valor da compensação já está definida (0,5% do investimento) e como as condicionantes apresentadas pela SEMACE são mínimas, pode se concluir que os riscos são os menores possíveis para a instalação da usina.

3.6.8.4 *Risco Financeiro*

A companhia possui uma política de hedge (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Além disso, a companhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.7. TERMOPANTANAL BRASIL

3.7.1 Descrição da Usina

A usina de Termopantanal Brasil será uma turbina de combustão de ciclo simples, de 44 MW. Localizada na Cidade de Corumbá, no Estado de Mato Grosso do Sul, a usina será desenvolvida em parceria com CRE, a Companhia de Distribuição de Energia boliviana. CRE terá a propriedade de 33,3 por cento do empreendimento.

A operação comercial está programada para começar em 2010, produzindo energia exclusivamente para o mercado livre (ACL).

A usina poderá ser alimentada com gás natural, segundo os termos de uma promessa de suprimento da Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para um prazo de 15 anos.

Figura 3.7-1: UTE Termopantanal

3.7.2 Equipamentos Principais

A usina Termopantanal consistirá de um gerador e turbina de combustão, aero-derivativa, General Electric LM 6000 PD, incluindo um sistema de resfriamento do ar, tratamento e injeção de gás combustível, e todos os equipamentos auxiliares para constituir um sistema completo de geração. A turbina de combustão estará equipada com queimadores baixo NOx, tipo secos

A turbina GE LM6000PD é um motor CTG de dois eixos, derivado do núcleo do CF6-80C2, motor de aeronave de alto empuxo, de alta eficiência da GE. O CF6-80C2 acumulou mais de 30.000.000 horas de vôo no Boeing 747 e em outras aeronaves de grande porte. A LM6000 tem sido amplamente utilizada para geração de energia, e é considerada comercialmente aprovada.

A LM6000 consiste de um compressor de baixa pressão de cinco estágios (LPC), um compressor de alta pressão, de geometria variável, de 14 estágios (HPC), um combustor

anelar, um HPT resfriado a ar, de dois estágios uma turbina de baixa pressão de cinco estágios (LPT), e uma caixa de engrenagem de propulsão adicional. Tem dois eixos de rotor concêntricos. O LPC e LPT estão montados num único eixo, formando o rotor de baixa pressão. O HPC e HPT estão montados no outro eixo, formando o rotor de alta pressão. O LPT, HPC, HPT, e os combustores do LM6000 são virtualmente idênticos ao CF6-80C2. A utilização de peças comprovadas em vôo, produzidas em volume elevado, contribui para o custo inicial relativamente baixo e a alta eficiência operacional do LM6000. A Figura 3.7-2 ilustra o diagrama de fluxo baixo de uma instalação LM6000.

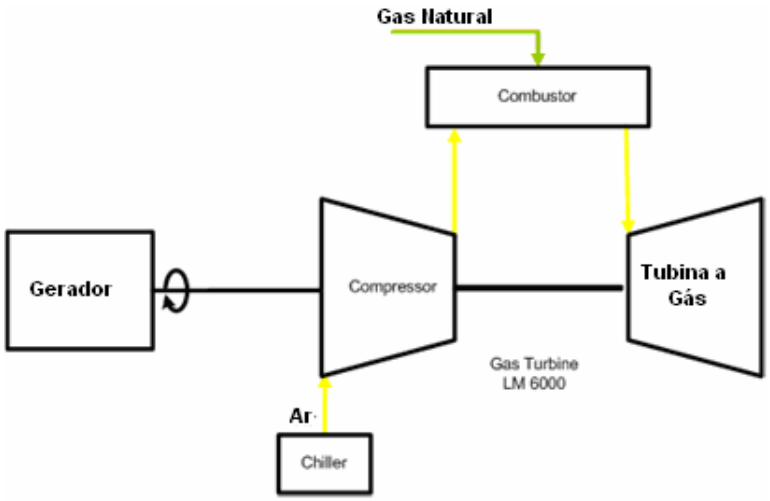


Figura 3.7-2
Diagrama da Usina de Ciclo Simples

A LM6000 usa o LPT para energizar o eixo de geração. Eliminando a turbina de energia separada, encontrada em muitos outros CTGs, o projeto LM6000 simplifica o motor, melhora a eficiência de combustão, e permitem acoplamento direto a geradores de 3.600 rotações por minuto (rpm) para geração de energia em 60 Hertz (Hz). O CTG propulsiona seu gerador através de um acoplamento tipo seco, flexível, conectado à frente, ou extremidade "fria", do eixo LPC. O conjunto gerador CTG LM6000 tem as seguintes características:

- Plena potência em 10 minutos.
- Carga básica, ciclos, ou picos.

- Capacidade de sincronismo rápido.
- Projeto compacto, modular.
- 3 milhões de horas de operação.
- Mais de 300 turbinas vendidas.
- 97,8 por cento de disponibilidade documentada
- Sistema de ar comprimido
- Gerador a diesel, de emergência

3.7.3 Suprimento de Combustível

O gás natural poderá ser fornecida, à usina, à taxa de um milhão de m^3/dia, pela MSGÁS e YPFB, sob os termos de um acordo de suprimento de combustível, de 15 anos.

3.7.4 Água e Água Residual

A água de serviço, para operação da usina e usos sanitários, será fornecida pela cidade de Corumbá, e armazenada num reservatório de 350 m^3. Água desmineralizada para lavagem da turbina será adquirida sob contrato, e armazenada no local, num reservatório de 9 m^3. Um tanque séptico receberá a água residual sanitária da usina. O tanque séptico será dimensionado para uma equipe de 15 pessoas na usina durante o dia, e duas à noite.

3.7.5 Interconexão Elétrica

O gerador se conectará a subestação de 138 kV de Corumbá, através de um transformador elevador de 13,8/138kV. A usina será interligada através de uma linha de transmissão de 138kV, localizada 1,5 km ao sul. Haverá dois transformadores auxiliares, com capacidade nominal de 0,48/13,8kV cada.

3.7.6 Considerações Ambientais

3.7.6.1 Licenças e Aprovações Ambientais

Visto que a usina Termopantanal está localizada tão perto da fronteira Brasil-Bolívia, o Instituto Brasileiro de Recursos Naturais Renováveis e Ambientais (IBAMA) autorizou que a Secretaria de meio ambiente do Estado julgasse o EIA/RIMA apresentado. A Licença Prévia (LP) Nº 216/2005 foi emitida pela Secretaria de Maio-Ambiente do Mato-Grosso do Sul em 12 de setembro de 2005. No entanto, o Procurador federal contestou a suficiência da

EIA, e obteve uma suspensão judicial da LP, pendente de investigações adicionais dos impactos à qualidade do ar, e determinação de limites de emissão de NO_x apropriados. Estão em andamento negociações para determinar que limites de emissão de NO_x deveriam ser impostos ao projeto. Tão logo esta questão seja resolvida com o Procurador, a LP será validada, possibilitando que MPX inicie a implantação da mesma. A MPX espera resolver esta questão por volta do fim de 2007.

3.7.6.2 Projeto e Desempenho Ambiental

A usina de Termopantanal foi projetada para cumprir todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. A agência ambiental federal brasileira CONAMA não estabeleceu quaisquer padrões de emissão de SO_2 ou PM que se apliquem diretamente a projetos de turbinas de combustão operadas a gás, no entanto, estabeleceu padrões de emissão de NO_x, sob a Resolução 382 Anexo V, para turbinas de combustão com uma capacidade superior a 100 MW, que o IBAMA determinou que se aplique ao projeto de Termopantanal. O Banco Mundial estabeleceu diretrizes gerais para emissão por chaminé de SO_2 e PM por novas usinas de energia térmica, e também estabeleceu padrões específicos para emissões NO_x por novas usinas de turbinas de combustão.

Emissões Atmosféricas:.

A conformidade com os padrões de emissão aplicáveis da CONAMA serão alcançados através da combustão de combustível de gás natural puro numa turbina LM6000 aero-derivativa. A Tabela 3.7-1 apresenta os padrões de emissão por chaminé aplicáveis, e as taxas de emissão previstas para a usina de Termopantanal.

Tabela 3.7-1
Emissões de Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	Brasil[1]	Banco Mundial [2]	Emissões Previstas [3]	Equipamentos de Controle [3]
Matéria de partículas (PM)	N/A	50 mg/Nm^3	Desprezível	N/A
Dióxido de Enxofre (SO_2)	N/A	2.000 mg/Nm^3 8,8 tpd (44 MW)	Desprezível	N/A
Dióxido de Carbono (CO)	65 mg/Nm^3	N/A	5.31 kg/hr	N/A
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	50 mg/Nm^3	125 mg/Nm^3 (seco a 15% de oxigênio)	51 mg/Nm^3 (25 ppm)	NOx baixo, seco

[1] Resolução CONAMA Nº 382 Anexo I, 26 de dezembro de 2006. (limite para plantas > 100 MW

[2] Manual de Diretrizes Gerais Ambientais para Novas Plantas, Prevenção e Abatimento da Poluição - Banco Mundial (1999).

- Nm3 é medida a 0oC e 1 atm (101.3 kPascal ou 760 mmHg)
- Emissão total em massa é em tpd métrico.
- Todas as emissões máximas devem ser atendidas no mínimo 95% do tempo na planta ou unidade em operação, média anual.

[3] Consultoria para o Impacto Ambiental - CAL-Consultoria Ambiental.

Efluentes Líquidos:

Os rejeitos sanitários serão encaminhados a um tanque séptico. Os efluentes das lavagens mensais do compressor da turbina serão direcionados a um tanque de coleta, do qual o produto será retirado por terceiros para descarte. Da mesma forma, a água oleosa e

os vazamentos dos drenos nas áreas ao redor dos equipamentos, serão conduzidos a separadores de óleo/água, e o óleo captado será retirado e descartado por terceiros. Visto que não haverá descarga de água residual para águas superficiais, os padrões regulatórios para efluentes líquidos não se aplicarão ao projeto.

Resíduos Sólidos:
Não há.

Ruídos:

Embora a usina Termopantanal esteja localizada dentro da cidade de Corumbá, não se prevê que as emissões de ruído da usina apresentem quaisquer problemas ou gerem quaisquer reclamações. Serão selecionados equipamentos com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro dos equipamentos. Os equipamentos da usina que produzirem altos níveis de ruído, ficarão situados dentro de invólucros acústicos, ou localizados de forma a minimizar as emissões de ruído fora do local.

A Tabela 3.7-2 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Tabela 3.7-2

Padrões de Ruído

Local	Brasil	Banco Mundial
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	A equipe de trabalho deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.

(1) Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente.

Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas.

Medido 2 metros além dos limites da propriedade.

(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto.

Mitigação e Monitoramento

Medidas e práticas de mitigação serão implementadas para minimizar os impactos ambientais provenientes da construção do projeto e das atividades operacionais. Essas medidas estão discriminadas na EIA, e serão mais especificamente descritas no BEAP. O IBAMA também provavelmente exigirá o pagamento de uma compensação monetária, para um fundo do governo. Embora a Resolução CONAMA Nº 371, de 5 de abril de 2006, fixe o custo de compensação ambiental em 0,5% das despesas de capital do projeto, uma compensação adicional de até 1% a 2% poderá ser oferecida, para diminuir a oposição e os atrasos no processo de permissão. Essa compensação ambiental, monetária será oferecida algum tempo depois da emissão da LI, porém antes da emissão da LO.

Um sistema de monitoramento contínuo das emissões (CEMS) será instalado para medir a temperatura e as concentrações de NO_x, CO e O_2 nos gases de escape da chaminé.

3.7.7 Dados Financeiros

3.7.7.1 Investimento

O investimento total para esta usina é de seriam de US$978/kW ou aproximadamente US$ 43,0 milhões para a instalação de 44 MW, incluindo o EPC e os demais custos e taxas.

Tabela 3.7-3
UTE Termopantanal Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentagem do investimento total)

2007	2008	2009	2010
10,0%	50,0%	30,0%	10,0%

3.7.7.2 Despesas Operacionais

Conforme apresentado no relatório da Black & Veatch os custos de O&M fixos e variáveis, excluído o custo do combustível, são regidos pela opção da tecnologia da usina, fator de capacidade anual, provisão para a manutenção maior, custos de consumíveis (água, químicos e reagentes para tratamento das emissões, adicionalmente ao fator de capacidade da usina).

Considerando os custos acima discriminados, os custos fixos e variáveis calculados pela Black & Veatch resultaram nos seguintes valores:

Tabela 3.7-4

Sumário de Despesas O&M Anuais (US$ 000)

Tecnologia	LM 6000
Custos Fixos	
Mão de Obra	
Quadro de Pessoal, pessoas	
Operações	152,9
Manutenção	192,6
Serviços Técnicos	91,0
Administração	188,6
Subtotal de Mão de Obra	625,1
Manutenção Fixa	40,9
Outras Despesas	
Treinamento	14,0
Despesas Administrativas e de Escritório	31,3
Pagamento de Incentivos e Bonificações	31,3
Outras Taxas	11,0
Subtotal de Outras Despesas Fixas	87,5
Total de Custos Fixos	759,1
Custos Variáveis	
Manutenção em Paralisações - Turbina de Combustão	759
Utilidades	
Água	30,7
Esgoto	5,0
Subtotal de Utilidades, Por Ano	35,7
Total de Custos Variáveis	833,50
Geração Líquida da Usina,(2) MW	44,0
Geração Anual da Usina,(3) MWh	277.508
Custos Fixos por Unidade de Capacidade Líquida, $/kW-ano	17,25
Custos Variáveis por Unidade de Geração, $/MWh	2,96

Para a avaliação econômica, decidiu-se pela utilização os valores informados pela Black & Veatch.

Custo Variável de Combustível:

Para a determinação do custo foram consideradas as seguintes premissas:

- Consumo específico das caldeiras: 9.050 BTU/kWh
- Preço do Gás Natural: US$ 6,75/MMBTU (CIF, com impostos e taxas)
- Custo Variável calculado: US$ 64,13/MWh

3.7.7.3 Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica

A tabela a seguir apresenta todos os tributos e encargos que incidem na comercialização de energia de gerador para Comercializador/Distribuidor e para Consumidor Livre.

Tabela - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor:

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento
IR + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido as características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

Tabela - Venda de Gerador para Consumidor Livre

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
ICMS	18% a 30% dependendo do estado	Faturamento (por dentro)
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS - incluindo ICMS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento (incluindo ICMS)
IR + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta (Sem ICMS)
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido as características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

3.7.7.4 Comercialização

- A UTE Termopantanal Brasil é uma usina com capacidade instalada de 44 MW, a gás natural suprido diretamente da Bolívia. A MPX tem uma participação no projeto de 66,7%, sendo os outros 33,3% da CRE (empresa de energia boliviana).
- A energia deste projeto será destinada integralmente ao Mercado Livre. A estratégia também consiste em esperar que se configure o déficit estrutural de energia assegurada em 2008 ou 2009 para vender a preços mais atrativos que os obtidos atualmente no Mercado Regulado. Considerando o fechamento do contrato de venda de energia em 2008 ou 2009, a usina deverá estar operando em 2010 ou 2011.

A estratégia de comercialização da UTE Termopantanal Brasil é ilustrada na figura a seguir.

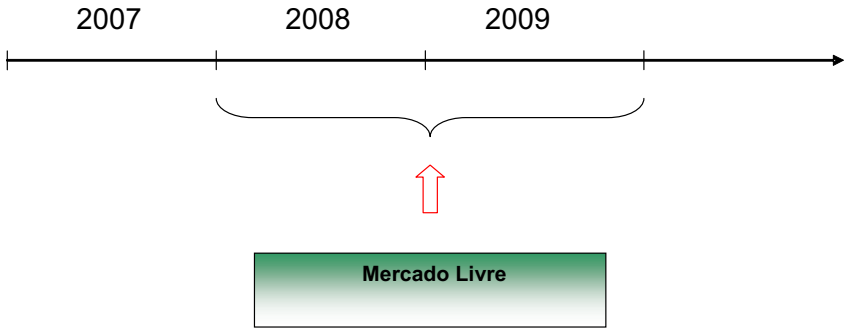


Figura – Estratégia de Comercialização da UTE Termopantanal Brasil

3.7.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.7.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina deste porte requer conhecimento e experiência que empresas terceirizadas podem fornecer. A MPX pretende fazer um contrato de longo prazo de operação e manutenção com alguma delas.

O Gás Natural que será fornecido pela MSGÁS (Distribuidora) será contratado diretamente da YPFB que é a empresa Boliviana autorizada a realizar a exploração das reservasa de gás natural na Bolívia, o que reduz os riscos de suprimento.

3.7.8.2 Risco Tecnológico

A tecnologia escolhida para a usina, com turbo-gerador LM 6000 PD de 44 MW é largamente utilizada no mundo todo e já é uma tecnologia consolidada e é o produto da GE com mais horas de operação.

3.7.8.3 Risco Ambiental

Os riscos ambientais da UTE Termopantanal estão apresentados no capítulo 3.7.2.

3.7.8.4 Risco Financeiro

A companhia possui uma política de *hedge* (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Adicionalmente a companhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.8. UHE BAIXO IGUAÇU

3.8.1 Descrição da Usina

A usina UHE Baixo Iguaçu será uma instalação geradora de energia hidroelétrica de 350 MW, consistindo de três unidades geradoras tipo Kaplan. A MPX é o acionista majoritário do projeto com 70% de participação. Os restantes trinta por cento pertencerão a Engevix S.A. O desenho conceitual do projeto foi concluído.

O projeto deverá estar comercialmente operacional em 2013, dependendo da obtenção da LP pela EPE. A energia produzida será vendida em sua totalidade no mercado regulado (ACR). A instalação ficará localizada no Rio Iguaçu, no Estado do Paraná.

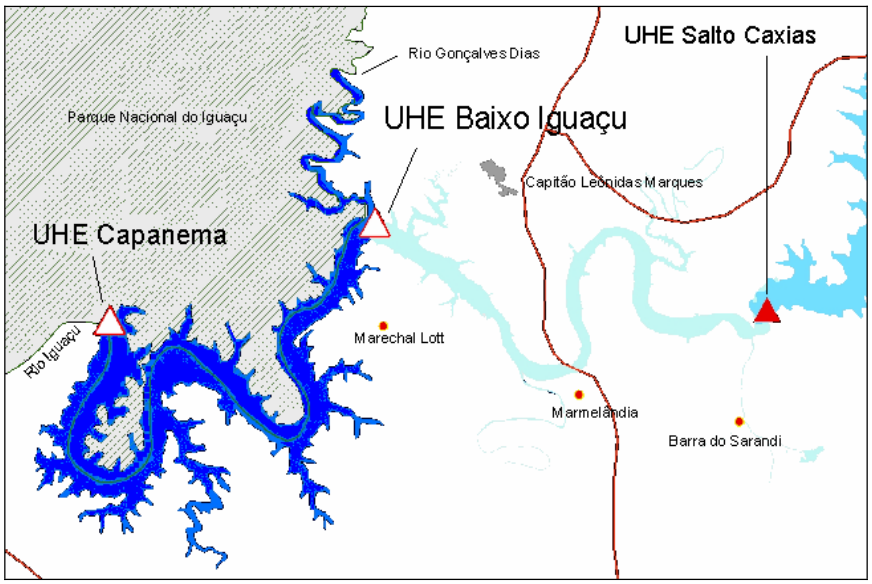
Figura 3.8-1: UTE Baixo Iguaçu

3.8.2 Localização

A usina UHE Baixo Iguaçu ficará localizada no Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, Brasil. O Rio Iguaçu é um rio internacional, fluindo através do Brasil e da República da Argentina. A extensão do rio na Argentina é de aproximadamente 130 quilômetros. O Rio Iguaçu tem características geo-morfológicas e hidrológicas muito favoráveis, que influenciam o desenvolvimento de grandes usinas hidroelétricas na região. Muitos estudos foram feitos desde o início dos anos 1960 para avaliar o potencial de desenvolvimento de usinas hidroelétricas ao longo do rio. Com base nesses estudos de planejamento, o potencial de desenvolvimento hidroelétrico da parte da região localizada dentro do Brasil é estimado em cerca de 10.000MW.

O Rio Iguaçu tem um declive total de 529 metros, desde as proximidades da cidade de União da Vitória até as proximidades da cidade de Capanema, no curso inferior do rio. Esta queda natural tem sido utilizada para desenvolver usinas hidroelétricas. Das oito usinas hidroelétricas construídas na região, cinco estão atualmente em operação. As cinco usinas operacionais utilizam 485 metros da cabeceira, e apenas 44 metros restam para utilização de usina adicional.

Uma nova usina hidroelétrica, em Capanema, foi planejada, para utilizar a queda remanescente de 44 metros não aproveitada do rio. A capacidade da nova usina de energia, em Capanema, foi planejada para aproximadamente 1.200 MW. No entanto, devido à proximidade da localização da usina proposta, em relação ao Parque Nacional do Iguaçu, e em virtude dos novos regulamentos ambientais rigorosos que entraram em vigor para proteger o meio ambiente ao redor do parque nacional, a usina não era ambientalmente viável. Como resultado, a Engevix Engenharia S/A (Engevix) desenvolveu um estudo revisado do "Estudos do Inventário do Rio Iguaçu", em fevereiro de 2003, para estabelecer um novo local para a usina de energia, com a intenção de utilizar uma parte das quedas de água existentes, sem afetar a ecologia e o meio ambiente do Parque Nacional. Com base nesse estudo, planejou-se que o novo local ficará situado corrente acima, próximo à confluência dos Rios Iguaçu e Gonçalves Dias. Neste novo local, a usina poderá usar somente 17 metros da queda, ao invés dos 44 metros inicialmente planejados. No novo local, a usina também não afetará o meio ambiente do Parque Nacional do Iguaçu. A usina proposta foi denominada UHE Baixo Iguaçu (Baixo Iguaçu). A localização proposta da usina de Baixo Iguaçu está indicada na Figura 3.6-2. Esta será a última usina hidroelétrica a ser desenvolvida na região, utilizando o Rio Iguaçu como a fonte de energia.



Fonte - Estudos do Inventário do Rio Iguaçu - Relatório de Engevix

Figura 3.8-2

Localização da Usina UHE Baixo Iguaçu Proposta

As coordenadas geográficas do local da usina são: 25º 30' S (latitude) e 53º 40' W (longitude). O eixo da represa é 174 km da foz do Rio Iguaçu, imediatamente corrente acima da confluência dos Rios Gonçalves Dias e Iguaçu. Na margem esquerda fica o município de Capanema, e na margem direita fica o município de Capitão Leônidas Marques, ambos no Estado do Paraná. A cidade mais próxima é Capitão Leônidas Marques, e o local fica bem ligado, por rodovia, a essa cidade, e a outras cidades e municípios.

3.8.3 Layout Geral da Usina

O *layout* do projeto é o de uma instalação típica de geração hidroelétrica, de porte e tecnologia similares. O projeto planeja construir uma barragem de rocha na margem direita, com o vertedouro posicionado no leito do rio. O nível normal de água da represa está previsto numa altura de 259 metros.

A barragem de rocha será uma represa do tipo tradicional, feita de solo compactado, com os ombros da represa em declive de 1,5 : 1,0. A crista da barragem de rocha terá uma altura de 263 metros, através disto deixando um bordo livre de 4,0 metros em relação ao nível normal da água.

O vertedouro ficará posicionado no leito do rio. A estrutura está projetada para acomodar um fluxo máximo provável (MPF) de 53.585 m^3/s. O vertedouro terá 20 pórticos segmentados de 20 metros de largura e 17,6 metros de altura.

A unidade da casa de máquinas e entrada de água será uma edificação em concreto de três blocos. Cada bloco terá 35 metros de largura e acomodará uma das turbinas Kaplan. A altura máxima da edificação acima do solo será de 70 metros.

A sub-estação da usina ficará ao ar livre, e terá dimensões de 81 metros por 114 metros.

A usina será conectada à sub-estação de Cascavel Oeste por uma linha de transmissão de 230 kV. A extensão da linha de transmissão será de aproximadamente 70 km.

3.8.4 Equipamentos Principais

O projeto básico da usina foi concluído. No entanto, nenhum contrato de EPC foi finalizado e nenhum fabricante foi selecionado para fornecer qualquer dos equipamentos mais importantes.

O equipamento principal de geração consistirá de três turbinas Kaplan de eixo vertical e respectivos geradores. A capacidade nominal das turbinas será de 119,29 MW. O projeto de cabeceira para a turbina é de 16,6 metros, e o fluxo de água nominal é de 785,26 m^3/s. O rotor da turbina terá um diâmetro de 9,6 metros, com uma velocidade projetada de 69 rpm.

A turbina Kaplan é uma turbina de água tipo propulsora, com lâminas ajustáveis, e é uma evolução da turbina Francis. As turbinas Kaplan permitem produção eficiente de energia em aplicações de cabeceira baixa, que não era possível com as turbinas Francis. As turbinas Kaplan são amplamente utilizadas em todo o mundo atualmente, para produção de energia em alto fluxo, com cabeceira baixa. As eficiências das turbinas Kaplan são tipicamente superiores a 90%, porém poderão ser menores em aplicações de cabeceiras muito baixas. Visto que as lâminas de propulsão são giradas com óleo hidráulico de alta pressão, um elemento crítico do projeto Kaplan é manter uma vedação positiva para impedir a liberação de óleo no vertedouro. Turbinas Kaplan grandes são projetadas individualmente para cada local, para operar com a máxima eficiência possível, tipicamente acima de 90%. São relativamente caras de projetar, fabricar e instalar, porém tipicamente operam durante décadas.

A usina terá três geradores elétricos. Cada uma das turbinas Kaplan será conectada a um gerador trifásico de eixo vertical, com uma potência nominal de 129,7 MVA, uma voltagem nominal de 13,8 V, freqüência de 60 Hz, e um fator de potência nominal de 0,9. O diâmetro do rotor deverá ser de 13 metros, e o diâmetro do eixo do gerador deverá ser de 17,50 metros.

Serão providos três transformadores elevadores, cada um com potência nominal de 130 MVA, um para cada unidade geradora. Um transformador elevador adicional, sobressalente, com a mesma configuração, será provido no local. Os transformadores serão do tipo trifásico, imersos em óleo, montados com resfriamento forçado de óleo com trocador de calor óleo-água. Os transformadores vão elevar a voltagem de 13,8 kV para 230 kV. Os geradores serão conectados aos transformadores elevadores através de barramentos de fase isolados.

A instalação será equipada com os seguintes sistemas auxiliares:

Sistema de Resfriamento de Água - O sistema de água para resfriamento está projetado para suprir água filtrada para resfriar os equipamentos auxiliares e componentes das unidades turbo-geradoras. O sistema de água para resfriamento compreenderá sistemas de filtragem e distribuição. A água filtrada será distribuída através de tubulações para o sistema de água de serviço e para a unidade de tratamento de água. A água filtrada será então distribuída para os geradores de turbinas e transformadores elevadores, para resfriar os equipamentos.

Sistema de Ar Comprimido - Um sistema de ar comprimido será instalado na usina, para prover ar comprimido conforme necessário. O sistema de ar comprimido fornecerá ar instrumental seco, isento de óleo, na pressão necessária, e com capacidade para todos os serviços essenciais, tais como, controles pneumáticos, transmissores, instrumentos, e operadores de válvulas, e fornecerá ar saturado para serviços, para uso geral, não essencial, da usina. O sistema de compressão de ar será composto de compressores, válvulas, acessórios, e uma linha de tubo circular.

Sistemas HVAC - Sistemas de ventilação e condicionamento de ar serão instalados na casa de máquinas. Dois sistemas independentes de condicionamento de ar serão providos para as salas de controle.

Sistema de Água para Serviço - O sistema de água para serviço fornecerá e distribuirá água filtrada para todos os pontos de serviço da usina de energia proposta. A água será tomada do sistema de água para resfriamento, e distribuída por um sistema de tubulação aos diversos pavimentos da casa de força.

Sistema de Água Potável - O sistema de água potável servirá os banheiros e as salas de bateria. O sistema consistirá de uma unidade de tratamento de água e um reservatório.

Sistema de Combate a Incêndio - O sistema de combate a incêndio fornecerá água aos sprinklers e hidrantes, na casa de força.

Sistema de Separação Óleo-Água - O sistema consistirá de uma bacia de coleta, que recolherá qualquer vazamento de óleo dos transformadores, tubulação de drenagem para transportar o refugo até um tanque separador de óleo/água, e tubulação para drenar a água limpa fluxo abaixo na usina. O óleo será coletado em tambores.

Sistema de Drenagem - O sistema de drenagem coletará toda a água da casa de máquinas, de vazamentos dos tubos, e das descargas dos equipamentos, lavagem do piso, e percolação. A

água residual será transportada pela gravidade até os poços coletores de drenagem. Bombas das turbinas verticais então bombearão a água residual fluxo abaixo.

Sistema de Tratamento de Água Sanitária - Este sistema coletará água residual sanitária dos banheiros num tanque séptico, e descarregará fluxo abaixo, após um processo de filtragem anaeróbica. Para as salas de bateria, o refugo será transportado para caixas de neutralização, e depois descarregado no sistema de drenagem geral da usina.

3.8.5 Interconexão Elétrica

Os três transformadores elevadores dos geradores ficarão localizados fora do prédio principal da casa de máquinas, e serão interconectados, por mancais de 230 kV a um pátio de manobras de 230 kV, através de três linhas aéreas de 230 kV de 1 km. A partir desse pátio de manobras, a usina será ligada ao pátio de manobras de Cascavel Oeste, por meio de uma linha de transmissão de 230 kV, com circuito simples. A extensão da linha de transmissão será de aproximadamente 70 km.

Os equipamentos e materiais do pátio de manobras de 230 kV estarão de acordo com os padrões internacionais. O sistema de controle dos equipamentos do Pátio de Manobras de 230 kV terá funções de medição, supervisão e inter-travamento executadas por equipamentos de tecnologia digital. Três barramentos conectarão os três transformadores elevadores, e um barramento conectará a linha de transmissão de saída. Outro barramento será necessária para o disjuntor de interconexão de barra. Cada um dos barramentos que conectam os geradores será dotado de um disjuntor, quatro chaves de desligamento de três pólos, três transformadores de corrente, e três isoladores elétricos. O barramento de conexão da linha de transmissão de saída terá um disjuntor, quatro chaves de desligamento de três pólos, sendo um com lâmina de aterramento, seis transformadores de corrente, três divisores capacitivos de potencial, três isoladores elétricos e um seletor de ondas. O barramento do disjuntor de interconexão de barra terá um disjuntor e duas chaves de desligamento de três pólos.

O sistema elétrico auxiliar fornecerá toda a energia AC e DC necessária à usina, para prontidão, partida, operação em-linha e desligamento.

3.8.6 Considerações Ambientais

3.8.6.1 Licenças e Aprovações Ambientais

Os estudos ambientais foram realizados e apresentados a ANEEL.. Todas as informações dos levantamentos das condições ecológicas da linha de base, e as análises dos impactos, foram incorporadas no EIA e RIMA, conforme estabelecidos nos Termos de Referência (TOR) emitidos pela Secretaria de Meio Ambiente (SEMA) do Estado do Paraná,.

O próximo passo será aguardar a emissão da Licença Prévia e caso a MPX venha a ser vencedora do Leilão de Energia Nova, deverá ser iniciado os trabalhos para complementação dos estudos incluindo as condicionantes da LP.

3.8.7 Dados Financeiros

3.8.7.1 Investimento

O investimento total para esta usina é de seriam de US$ 1.500/kW ou aproximadamente US$ 525 milhões, incluindo o EPC e os demais custos e taxas.

Tabela 3.8-1
UTE Baixo Iguaçu - Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentagem do investimento total)

2008	2009	2010	2011	2012
10,0%	20,0%	30,0%	30,0%	10,0%

3.8.7.2 Despesas Operacionais

Com base no estudo desenvlvido pela Black & Veatch, os custos de operação e manutenção, fixos e variáveis para uma usina hidroelétrica deste porte são:

Tabela 3.8-2
Sumário das Despesas Anuais com O&M Fixo e Variável

	Total
Custo Fixo por Unidade de Capacidade, US$/kW-ano	2,48
Custo Variável Unitário (US$/MWh)	0

3.8.7.3 *Tributos e Encargos na Comercialização de Energia Elétrica*

As tabela a seguir apresentam todos os tributos e encargos que incidem na comercialização de energia de gerador para Comercializador/Distribuidor

Tabela - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor:

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS) (**)
CPMF	0,38%	Faturamento
IR + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida
Compensação financeira pela utilização de Recursos Hídricos	6,75%	Quantidade de energia elétrica produzida multiplicada pela Tarifa Atualizada de Referência ("TAR") estipulada pela ANEEL (*)

(*) A ANEEL estipula a TAR ao final de cada ano em relação ao ano subseqüente. A última TAR divulgada através da resolução ANEEL nº 404/2006 é de R$ 57,63/MWh, cujo valor é válido para 2007.

(**) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido as características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".

3.8.7.4 *Comercialização*

- Considerando que a garantia física da usina será de 189,53 MWmed (57% da disponibilidade máxima), para uma capacidade instalada de 350MW, a MPX terá 132,67 MWmed para comercializar, associados à participação de 70% da MPX no projeto.

- A energia da usina será integralmente alocada ao Mercado Regulado, devendo participar do Leilão de Energia Nova (A-5) de 2008, com início de suprimento previsto para 2013.
- É importante destacar que, em função do baixo fator de capacidade (energia assegurada/capacidade instalada), uma usina hidrelétrica em um portfólio eminentemente térmico terá papel complementar importante, provendo capacidade de sazonalização e modulação de carga para a MPX. Para conseguir ajustar a energia comprada ao seu perfil consumo, sazonalização e modulação são flexibilidades contratuais que os consumidores normalmente valorizam, podendo representar até um *upside* de 5,00 R$/MWh na venda de energia do portfólio.

A estratégia de comercialização da UHE Baixo Iguaçu é ilustrada na figura a seguir.

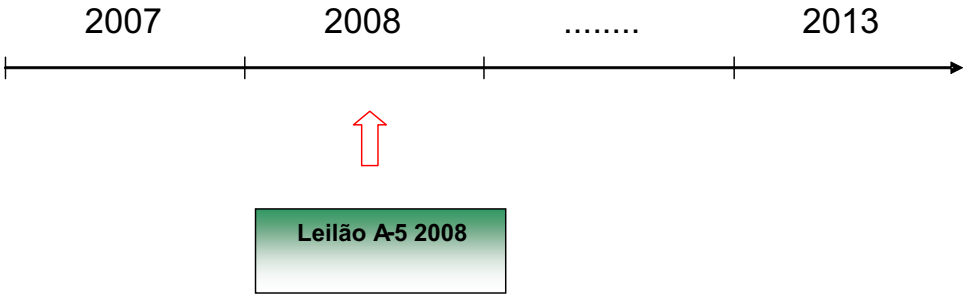


Figura – Estratégia de Comercialização da UHE Baixo Iguaçu

3.8.8 Avaliação dos Riscos Identificados

3.8.8.1 Riscos Operacionais

A operação de uma usina hidrelétrica é mais simples do que a operação de uma usina termelétrica, o que tornam os riscos operacionais menores no projeto Baixo Iguaçu. Além deste fato, existem empresas especializadas na operação de usinas hidrelétricas e a MPX pretende fazer um contrato de longo prazo de operação e manutenção com uma dessas empresas.

3.8.8.2 Risco Tecnológico

A tecnologia escolhida para a usina, com turbo-gerador tipo Kaplan é usual e amplamente utilizado no Brasil.

3.8.8.3 *Risco Ambiental*

Os riscos ambientais da UHE Baixo Iguaçu estão apresentados no capítulo 3.8.2.

3.8.8.4 *Risco Financeiro*

A companhia possui uma política de *hedge* (proteção) não especulativo que visa a mitigar o impacto da volatilidade em taxas de juros e moedas nas demonstrações financeiras da mesma. Adicionalmente, a companhia trabalha com métricas que permitem a avaliação dos possíveis descasamentos entre a receita e despesas que possam impactar as suas demonstrações financeiras. Logo, todos os projetos da companhia estarão cobertos por essa política.

3.9. MINA SEIVAL

3.9.1 Descrição

O projeto da Mina de Seival é uma mina de carvão à céu aberto (*open-cast*) e pretende-se que seja a única fonte de combustível para o projeto da usina UTE Seival II, com capacidade prevista de 600 MW.

Além da Usina Termelétrica Seival II, existem mais dois projetos previstos em área adjacente a mina de Seival, Seival I com capacidade de 500MW e a UTE Pampa com capacidade prevista de 350MW.

A Mina de Seival pertence à Seival Sul Mineração LTDA, empresa essa que é controlada em 70% pela MPX Energia S.A. e 30% pela CCP Participação LTDA.

Figura 3.9-1: Mina Seival

A área do projeto está situada sobre a Jazida Carbonífera de Candiota, no município de Candiota no Rio Grande do Sul, e está distante cerca de 8 km de uma mina de carvão de céu aberto atualmente em operação (Mina de Candiota, pertencente à Companhia Riograndense de Mineração), e um complexo gerador operado a carvão (Complexo Termelétrico Presidente Médici de 446 MW). A Figura 3.9-1 ilustra a localização da mina no Brasil.

As concessões da mina, que consistem de 6.863 hectares contíguos em quatro extensões, já foram exploradas no passado durante os anos 80, pela CNMC (Companhia Nacional de Mineração Candiota), empresa pertencente ao consorcio das empresas cimenteiras do Brasil, para fornecimento de carvão para as plantas de cimento. Até o governo Collor persistiu um subsídio para o transporte do carvão, tornando economicamente atraente o transporte de carvão de Candiota (RS) até plantas de cimento na região Sudeste.

Uma pequena operação de mineração foi posteriormente estabelecida pela Copelmi principalmente buscando os mercados regionais, durante o período o final dos anos 90. Todas as camadas de carvão previstas para serem mineradas para o projeto da Mina de Seival foram expostas durante esse desenvolvimento limitado.

Em 2001, 80% da Seival Sul Mineração (SSM) empresa controladora da mina de Seiva (formada em 80% pela Rio Tinto Brasil LTDA e 20% pela CCP Participações LTDA)l

foi comprada pela EBX Capital Partners S.A. (EBX) essa posteriormente vendeu 10% das cotas da SSM para a CCP Participações e transferiu 70% das cotas para a MPX. Anteriormente a 2001 o projeto foi desenvolvido pela Copelmi através da condenação desse Joint Venture, Rio Tinto (80%) e CCP Participações (20%). Vale ressaltar que a Copelmi é a maior mineradora privada de carvão do Brasil e tem mais de 100 anos de experiência em mineração.

Em 1999 a Copelmi contratou um estudo de viabilidade para a mina de Seival junto a Companhia John T. Boyd um escritório de Denver, Colorado, ("Relatório Boyd" ou "Boyd") para Copelmi Mineração S.A. (Copelmi), Rio de Janeiro, Brasil. Esse relatório compreende três volumes;

- Volume I: Descobertas e Conclusões, Recomendações, Bibliografia.
- Volume II: Viabilidade Técnica
- Volume III: Dados Econômicos do Projeto da Mina

O Relatório Boyd analisou os resultados das sondagens passadas e os programas de exploração desenvolvidos em parceria com a Rio Tinto, executados no início dos anos 1980, bem como uma avaliação detalhada de pré-viabilidade da base de recursos e das operações de mineração propostas.

Esse trabalho de avaliação de pré-viabilidade realizado por Boyd consistiu de sondagem exploratória complementar, amostragem, teste analítico, modelagem geológica, e desenvolvimento de planos conceituais para a mina, juntamente com estimativas associadas detalhadas do capital e custo operacional para a produção e entrega de 2,4 a 3,0 milhões t/ano, visando suprir uma Usina Termelétrica de 500 megawatts de capacidade que seria instalada adjacente às operações de mineração. Boyd foi contratado pela Copelmi para realizar uma auditoria abrangente do trabalho a nível de pré-viabilidade.[6]

[6] Relatório Boyd - Volume I apresenta um sumário do trabalho realizado por Boyd, nas páginas 1-3 até 1.5. Uma listagem dos relatórios anteriores da equipe Copelmi-Rio Tinto, analisados por Boyd, está incluída na seção de bibliografia deste volume.

3.9.2 Minerabilidade das Reservas de Carvão

As descobertas mais importantes do Relatório Boyd com respeito às reservas de carvão são as seguintes:[7]

- A Copelmi tem uma posição proprietária predominante e controle efetivo (em 1999) de terras que contém reservas suficientes para atender às necessidades básicas da usina (500 MW) a quaisquer dos níveis de despacho. A Boyd afirma que na ocasião (1999) do Relatório, Copelmi controlava aproximadamente 35% da superfície que cobriam as reservas. A Copelmi identificou a propriedade desses lotes e provisionou fundos para a aquisição dos direitos superficiais durante o período de mineração e reaproveitamento.[8] Esta questão, bem como quaisquer mudanças na "propriedade" ou controle das reservas durante desde 1999 deverão ser mais pesquisadas e avaliadas.
- Copelmi controla mais de 300 milhões de toneladas (330,7 milhões de toneladas americanas) de recursos de carvão no local, em seis veios (camadas) primários de carvão que se encontra em quatro concessões de mineração contíguas, compreendendo 6.863 hectares (16.959 acres) na área de Seival, se consideradas todas as camadas de carvão os recursos existentes excedem 600 milhoes de toneladas. Esta base de reservas é considerada adequada para sustentar os requisitos de suprimento de combustível (tonelagem total de 60 a 75 milhões de toneladas (66 a 83 milhões de toneladas americanas) dependendo dos fatores de despacho) durante a vida estimada de 25 anos do projeto da usina de energia.
- As estimativas das reservas no local são consideradas conservadoras, com parâmetros apropriados utilizados em seus cálculos, e tolerâncias adequadas estabelecidas para anormalidades geológicas e perdas de mineração.

Boyd analisou o trabalho anterior, realizado com respeito à extensão e minerabilidade das reservas, concluindo que[9]:

- As estimativas de quantidade e qualidade das reservas se baseiam em dados reunidos e compilados de forma profissional, preparados utilizando métodos e procedimentos consistentes com os melhores padrões da indústria.

---

[7] Relatório Boyd - Volume I, nas páginas 2-1 e 3-1 até 3-5.

[8] Relatório Boyd - Volume II, na página 2-3.

[9] Relatório Boyd - Volume I, na página 2-1.

- As estimativas das reservas são consideradas conservativas, com parâmetros apropriados utilizados em seus cálculos, e tolerâncias adequadas proporcionadas para anormalidades geológicas e perdas de mineração.
- As características chave dos carvões a serem minerados, e as condições de mineração esperadas, são conhecidas, pois toda a seqüência dos veios foram expostas e mineradas pela Copelmi e terceiros, na mesma área.
- Os veios de carvão a serem minerados são permanentes e correlatáveis, com apenas uma estreita faixa de variações de qualidade em toda a área selecionada para mineração.
- O depósito apresenta características receptivas para produzir carvão em índices consistentes com os requisitos da usina.

Com base no trabalho exploratório realizado pela Copelmi, Boyd reporta um total de doze veios de carvão correlatáveis subjacentes na posição da reserva. De acordo com Copelmi, isto compõe um total de 611 milhões de toneladas métricas (674 milhões de toneladas americanas) para a base total da reserva. O Relatório Boyd analisou essas estimativas quanto à razoabilidade, e re-denominou a base da reserva (utilizando o sistema de classificação de carvão dos Estados Unidos) em 473 milhões de toneladas (521 milhões de toneladas americanas) como Reservas Demonstradas, e 137 milhões de toneladas (152 milhões de toneladas americanas) como Reservas Inferidas. Em virtude da geologia geral dos depósitos, Boyd considerou os recursos Demonstrados como uma base sólida para os estudos iniciais de viabilidade.[10]

A Mina Seival proposta irá extrair carvão de seis dos doze veios mineráveis identificados, com base nos índices de espessura, qualidade, continuidade e escavação superficial dos veios. Os seis veios a serem descartados no despojo ou abandonados são considerados muito delgados (menos de 1,5 metros,(60 polegadas)) e lenticulares (ou seja, esporádicos em extensão de área), ou de qualidade mais baixa, e depositados abaixo do

---

[10] Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 2-20 e 2-21. As definições do método australiano de classificar reservas (empregado pelo produto do trabalho de Copelmi) e o sistema de classificação dos Estados Unidos (empregado por Boyd) constam nas páginas 2-17 até 2-19. Uma descrição resumida dos doze identificados pelo trabalho de campo de Copelmi, e os programas, modelagem, e processos analíticos empregados por Copelmi e Boyd, constam nas páginas 2-12 até 2-17.

horizonte de mineração principal. Os veios a serem minerados variam de uma espessura média de 0,7 a 2,2 metros (cerca de 35 a 87 polegadas).

O veio mais importante das reservas é o veio CS, com uma espessura média de 2,2 metros (87 polegadas). É o depositado mais baixo dos seis veios a serem minerados. Isto resulta numa profundidade máxima de mineração até o carvão mais baixo a ser recuperado, de 45 metros (cerca de 148 pés), com uma profundidade média da área geral até o topo do veio de 20 metros (cerca de 66 pés).

O projeto preve minerar um bloco de cerca de 700 hectares (1.730 acres) dos 6.863 hectares das reservas totais, como a área prioritária, ou "Bloco de Mineração Projetado" para desenvolvimento, para satisfazer os requisitos de combustível projetados da usina de energia. Boyd conclui que essa área é mais do que suficiente para cobrir as obrigações de suprimento de tonelagem de combustível, para a vida mínima projetada da usina. Ademais, existe amplo controle mesmo se a demanda de carvão for aumentada caso a usina atinja os fatores mais altos de carga previsíveis.[11]

O Relatório Boyd afirma que a geologia da "Área de Mineração Projetada" é relativamente simples, com a seguinte característica[12]:

- Os carvões estão depositados praticamente planos, com um gradiente médio de cerca de 2 graus em declive a sudoeste através das concessões.
- A topografia em toda a área da mina é suave, com relevo apenas moderado.
- Os constituintes de sobrecarga apresentam boa uniformidade em termos de espessura, tipo, e dureza das camadas.
- A espessura dos veios e as camadas intercaladas de refugo demonstram boa continuidade lateral.
- Existe evidência de falhas normais, mas isto não é considerado um fator significativo em mineração, devido à baixa freqüência da ocorrência e magnitude, projetadas, do deslocamento das falhas. Uma exceção a isto poderiam ser áreas onde houver uma confluência de falhas.

---

[11] Relatório Boyd – Volume I, na página 3-2.

[12] Relatório Boyd - Volume I, na página 3-2. Detalhes adicionais com respeito à geologia das reservas, constam no Volume II, nas páginas 2-5 até 2-12.

Boyd indica que há duas (e possivelmente três) falhas inferidas na área projetada para mineração: a localização dessas falhas deverá ser melhor definida, antes que sejam finalizados o local de corte da cavidade e a direção do poço do plano inicial da mina.

Para o plano de exploração foi estimado uma perda de 10 por cento nas reservas mineráveis, em virtude de não recuperação de carvão devido a falhas na Área de Mineração Projetada. O Relatório Boyd parece concordar com esta avaliação, mas recomenda que sejam realizadas sondagens de núcleos adicionais, para melhor definir a existência, localização, e deslocamento vertical/lateral dos veios - especialmente em áreas onde as falhas possam confluir.[13] Black & Veatch concordariam com essa avaliação, e recomendariam ainda perfurações e avaliações geológicas adicionais para apurar a extensão das falhas em outras áreas (além dos limites da Área de Mineração Projetada) da concessão total, em áreas que possam ser candidatas alternativas (devido a mudanças nas circunstâncias) à mineração, em lugar da área anteriormente minerada.

Boyd analisou o status dos esforços de Copelmi para permissões ambientais (em 1999) para o projeto proposto. Boyd não identificou quaisquer "falhas fatais" ou deficiências nesse esforço.

Foi subsequentemente emitida uma Licença datada de 31 de março de 2005, para Copelmi, para operar a Mina Seival proposta. Essa licença é valida para um período de quatro anos, e inclui uma lista de condições a serem cumpridas durante as operações de mineração assim como ações que vem sendo mantidas nas áreas já mineradas. A licença inclui ainda os procedimentos e termos para renovação.

3.9.3 Qualidade Projetada do Carvão

As descobertas principais do Relatório Boyd com respeito à qualidade prevista das reservas de carvão são as seguintes:[14]

- Os dados sobre a qualidade do carvão, anteriormente coletados e analisados pela Copelmi. foram realizados de forma profissional e competente, utilizado técnicas modernas (em 1999), e adequadamente documentados. Boyd realizou verificações no local, sobre a qualidade do carvão, que em geral corresponderam as estimativas de Copelmi.

---

[13] Relatório Boyd - Volume I, nas páginas 4-1 até 4-3.

[14] Relatório Boyd - Volume I, nas páginas 3-4 até 3-6.

Boyd observou que os dados dos programas exploratórios de 1980 tinham algum nível de falibilidade com respeito aos arquivos de dados, e estavam sujeitos a um programa de validação antes da utilização.[15]

- Pode-se prever que a qualidade do carvão entregue se enquadre nos seguintes valores:

	Análise do Carvão Retirado da Mina							
	Conforme Recebido				Base Seco			
	Cinzas %	Valor Calorífero ou de Aquecimento		Enxofre %	Cinzas %	Valor Calorífero ou de Aquecimento		Enxofre %
		K cal/ kg	Btu/ libra			K cal/ kg	Btu/ libra	
Média de 25 Anos	45,0	2.500	4.500	1,5	54,0	3.000	5.400	1,8
Mínimo Anual	41,0	2.300	4.140	1,2	49,0	2.800	5.040	1,4
Máximo Anual	47,0	2.800	5.040	1,7	58,0	3.400	6.120	2,0

O Relatório Boyd observou, como uma advertência, que os valores de qualidade acima estão sujeitos a refinamento, à medida que dados adicionais forem obtidos através de sondagens de núcleos adicionais e trabalho de campo. Boyd observou ainda que os próprios veios individuais tenham propriedades analíticas diferentes. No entanto, não existe uma grande variação entre os veios, e as características de qualidade são relativamente consistentes em toda a extensão da área de um determinado veio.[16]

---

[15] Relatório Boyd - Volume II, na página 2-15.

[16] Uma descrição dos testes analíticos realizados por Copelmi et al, consta no Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 2-13 e 2-14, e outras descobertas estão indicadas nas páginas 2-22 e 2-23. Detalhes adicionais e metodologias estão sumarizados nas páginas 3-1 até 3-11.

Com base no planejamento conceitual para a mineração da Área de Mineração Projetada, o Relatório Boyd estima ainda a qualidade do carvão Retirado da Mina (ROM), conforme extraído da Área de Mineração Projetada, dos 25 anos de vida da mina, como segue:

Anos	Tonelagem de Carvão (000 toneladas)	Qualidade do Carvão (ROM) Enfraquecida, por Períodos de 5 Anos								
		Base Conforme Recebido					Base Seca			
		Umidade %	Cinzas %	Valor Calorífero ou de Aquecimento Kcal/kg.	Valor Calorífero ou de Aquecimento Btu/libra	Enxofre %	Cinzas %	Valor Calorífero ou de Aquecimento Kcal/kg.	Valor Calorífero ou de Aquecimento Btu/libra	Enxofre %
1–5	10.831	17,28	43,17	2.621	4.718	1,32	52,46	3.185	5.733	1,60
6–10	12.000	17,76	44,15	2.534	4.561	1,47	53,65	3.079	5.542	1,79
11–15	11.985	17,76	44,67	2.487	4.477	1,56	54,28	3.022	5.440	1,89
16–20	12.014	17,82	45,27	2.435	4.296	1,57	55,00	2.959	5.326	1,91
21–25	12.016	17,79	45,81	2.387	4.297	1,51	55,66	2.900	5.220	1,83
Todos os Anos	58.846	17,68	44,63	2.493	4.487	1,49	54,22	3.028	5.450	1,81

O Relatório Boyd decompôs em fatores os efeitos projetados do enfraquecimento do veio (ou seja, impactos sobre a qualidade do carvão e volumes de materiais não-carvão de sobrecarga ou intercalações nos veios) nas tonelagens gerais e na qualidade do carvão entregue à usina de energia. A deterioração na qualidade do carvão devido a efeitos de enfraquecimento foi estimada por Copelmi para os veios individuais; entretanto, uma densidade de enfraquecimento simplificadora (mais conservadora) e uma premissa da qualidade do carvão (como valores únicos para todos os veios), foram empregados por Copelmi para derivar estimativas das quantidades e qualidades do carvão retirado da mina. Boyd confirmou que esses valores para enfraquecimento da qualidade são apropriados para estimar a qualidade do carvão (conforme entregue) retirado da mina de Seival.[17]

[17] Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 3-5 e 3-6. As médias de campo no local, da qualidade estimada do carvão, por veio, estão incluídas na página 2-23. Uma comparação

Black & Veatch concordam com as descobertas de Boyd; no entanto, como advertência, deveria ser observado que os valores de enfraquecimento decorrem da competência e capacidade dos processos de mineração. Este é especialmente o caso com a mineração de múltiplos veios delgados, o qual, sob o melhor dos contextos, tem um baixo poder calorifico e alto teor de cinzas. Por outro lado, pode acontecer que os efeitos do enfraquecimento possam ser reduzidos abaixo dos valores assumidos por Copelmi, dando-se, atenção cuidadosa aos processos de mineração, e mediante cenários de falhas mínimas dos veios. Essa questão deveria, portanto, ser revista e adicionalmente refinada após a conclusão de planos atualizados (e mais detalhados) para a mineração dos carvões.

Note-se que o trabalho de pesquisa exploratório anterior (dos anos 1980) realizado pela Copelmi e terceiros limitou-se a análises aproximadas de amostras dos núcleos, e não inclui análises dos teores de umidade. O segundo programa confirmativo, realizado em julho de 1997 por Copelmi, incluiu análises mais abrangentes de amostras dos núcleos. Com base na revisão, por Boyd, do produto do trabalho anterior, eles estimam que o teor total de umidade (inclusive água do solo e água de chuva) dos carvões entregues, entre 16% a 19%, com um teor médio de 17,68%. Como o teor de umidade tem um efeito significativo sobre as qualidades do carvão (particularmente o valor de aquecimento e pesos de tonelagem), as características de combustão e os custos totais de transporte e queima dos combustíveis, poderia ser apropriado focalizar este valor como parte do trabalho exploratório adicional e planejamento referente ao próximo estágio de desenvolvimento do projeto.

Note-se também que Copelmi propôs que dois dos veios depositados acima do veio principal (veio CS) seriam descartados em virtude do alto teor de enxofre (veio S2 com 2,46% em média) e de cinzas (veio BL com 70,5% de cinzas em média). Sob o plano de mineração proposto por Copelmi e endossado por Boyd, esses veios seriam minerados para obter acesso ao veio CS subjacente, porém descartados para a o calculo das reservas.

O projeto conceitual da termelétrica Seival II utiliza tecnologia de leito fluidizado circulante, que são as mais adequadasa com respeito a altos teores de enxofre e cinzas.

Embora esses veios sejam reportados como de ocorrência errática, pode ser econômico incluí-los seletivamente como parte das reservas recuperáveis - especialmente depois que os

---

das estimativas de Copelmi e Boyd, das estimativas de produção de 25 anos (vida da mina) da Área de Mineração Projetada, consta na Tabela 3.1, na página 3-8.

custos da remoção dos materiais de sobrecarga já tiverem sido efetuados. A decisão envolveria uma avaliação econômica dos custos/benefícios do transporte e uso desses veios de carvão (inclusive transporte das cinzas) inclusive considerando uma mistura geral de combustíveis.

Tanto Copelmi como Boyd reconheceram que os programas exploratórios e dados dos núcleos eram insuficientes para análises econômicas e planos de mineração finais. Trabalho adicional de análise e sondagem dos núcleos foi proposto por Boyd (e ratificado por Copelmi) para aumentar a confiabilidade das estimativas de reservas recuperáveis, para adquirir maior confiança nos valores da qualidade do carvão, e para desenvolver informações adicionais com respeito à presença de falhas.[18]

Informações se esse trabalho complementar foi ou não realizado, e os resultados do mesmo, não foram incluídos nos dados encaminhados para minha revisão.

3.9.4 Viabilidade Econômica da Mina

No período de 1997 a 1999, Copelmi desenvolveu vários planos de mineração para extração de carvões da Área de Mineração Projetada, para atender uma Usina Termelétrica projetada, de 500 MW. Os planos de mineração assumiram uma operação de mineração convencional, com pit de céu aberto, empregando métodos de mineração com caminhões (com capacidades de 35 e 65 toneladas) e escavadeiras (caçambas de 3,5 m^3) para remoção da cobertura de esteril e lavra do carvão.

Boyd revisou e auditou os planos de Copelmi e, em geral, concordou com o produto do trabalho anterior.[19]

Boyd observou que os métodos de mineração por caminhão e escavadeiras, propostos pela Copelmi, representavam uma alternativa de "menor risco" para o tipo e natureza das reservas de carvão. Boyd endossou também a escolha dos equipamentos para operar a mina, observando que sua capacidade de produção de relativamente baixa escala

---

[18] Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 2-24 e 2-25.

[19] Relatório Boyd - Volume I, na página 3-6 até 3-8, e Volume II, Seção 5.0, começando na página 5-1 até 5-28, bem como na Seção 6.0, nas páginas 6-1 até 6-8.

era bem adequada para o plano da mina, e comparável aos tamanhos de equipamentos disponíveis (e possíveis de manutenção) no sul do Brasil em 1999.[20]

A Black & Veatch concorda, em geral, com as avaliações de Boyd, e sugere que a lista dos equipamentos de mineração propostos fosse atualizada para refletir os aperfeiçoamentos tecnológicos dos equipamentos e maquinários atualmente disponíveis no Brasil.

Os planos de Copelmi e Boyd são relativamente detalhados para esforços a nível conceitual, e abrangentes quanto aos níveis assumidos de pessoal, contextos para operações/equipes da mina, e fatores de produtividade. Incluem despesas de capital para instalações de britagem e "*blendagem*" , a serem instaladas na mina. Planos para o transporte dos carvões extraídos até a usina de energia não foram desenvolvidos.

O Volume II do Relatório Boyd examinou os custos associados ao desenvolvimento e operação da mina proposta com base em planos anteriores, desenvolvidos por Copelmi. O trabalho é também detalhado em escopo e cobertura para esforços de estudo a nível conceitual, e incluiu premissas com respeito a futuras taxas de câmbio entre o real brasileiro e o dólar dos Estados Unidos. O Relatório Boyd está baseado numa taxa de câmbio presumida (em 1999) de 1,4 reais brasileiros por dólar dos Estados Unidos. Para fins de projeção, Black & Veatch inflacionaram esses custos para valores em dólares, em 2007, assumindo uma taxa de inflação média de 7,0% e uma taxa de câmbio de R$ 2,00/US$.

As projeções anteriores de Copelmi, para despesas de capital e custos operacionais em três contextos de produção da mina (toneladas métricas por ano), foram revisadas por Boyd e consideradas corretas pelos padrões de mineração de carvão, e comparáveis aos custos efetivos vivenciados por outras operações de mineração na região.

Segue abaixo um sumário desses contextos de custo (em dólares dos Estados Unidos estimados para 2007):[21]

---

[20] Relatório Boyd - Volume II, Seção 5 incluindo as Tabelas 5.1 até 5.10.

[21] Relatório Boyd - Volume I, na página 3-9.

MPX informou para a Black & Veatch os seguintes valores:

Tabela 3.9-3 **Sumário de Produção e Projeções de Custos Operacionais e Investimentos** **(2007 US$)**		
Produção anual (Milhões de Tons)	4,4	4,8
Investimento (USD Milhões)		
Start-up	48,1	52,5
Anos 4 – 25	21,5	23,5
Total de Investimento	69,6	76,0

3.10. SENSIBILIDADE DE TAXA INTERNA DE RETORNO DA MPX

Considerando todas as premissas apresentadas na descrição detalhada de cada projeto, foi feita uma sensibilidade de Taxa Interna de Retorno (TIR) da MPX, considerando uma faixa de preços tanto no Mercado Regulado quanto no Mercado Livre. Segue abaixo um detalhamento das bases para análise de sensibilidade:

- As taxas de retorno foram calculadas em cenário real, ou seja, não se levando em consideração inflação e variações cambiais;
- Considerou-se um incremento médio de R$ 15/MWh no preço da UTE Porto do Açu (fase I) devido à apropriação de parte dos benefícios decorrentes da Autoprodução compartilhada.
- Nos projetos UTE Seival II e UTE Porto do Açu (fase II) utilizou-se um incremento médio de R$ 25/MWh em relação ao preço base da analise de sensibilidade que são relacionados à apropriação de parte dos benefícios decorrentes da Autoprodução compartilhada para essas térmicas que iniciarão sua operação entre 2014 e 2018.
- Utilizou-se para UTE MPX (Pecém) e UTE Termomaranhão os valores oficiais do leilão de energia nova A-5 de 2007.
- O ICB máximo utilizado no mercado regulado corresponde ao ICB do primeiro leilão reajustado pelo IPCA até a data de agosto de 2007.

Utilizado-se as premissas acimas, a tabela abaixo reflete as taxas de retorno da MPX :

		ACL (R$/MWh)									
		145	150	155	160	165	170	175	180	185	190
ACR (ICB R$/MWh)	126	16,0%	16,8%	17,6%	18,4%	19,2%	20,0%	20,8%	21,6%	22,3%	23,1%
	128	16,0%	16,9%	17,7%	18,5%	19,3%	20,1%	20,8%	21,6%	22,4%	23,2%
	131	16,1%	16,9%	17,7%	18,5%	19,3%	20,1%	20,9%	21,7%	22,5%	23,2%
	134	16,2%	17,0%	17,8%	18,6%	19,4%	20,2%	21,0%	21,8%	22,5%	23,3%
	136	16,2%	17,0%	17,9%	18,7%	19,5%	20,2%	21,0%	21,8%	22,6%	23,3%
	139	16,3%	17,1%	17,9%	18,7%	19,5%	20,3%	21,1%	21,9%	22,6%	23,4%
	141	16,3%	17,2%	18,0%	18,8%	19,6%	20,4%	21,2%	21,9%	22,7%	23,5%
	144	16,4%	17,2%	18,0%	18,8%	19,6%	20,4%	21,2%	22,0%	22,8%	23,5%
	146	16,5%	17,3%	18,1%	18,9%	19,7%	20,5%	21,3%	22,1%	22,8%	23,6%
	149	16,5%	17,3%	18,2%	19,0%	19,8%	20,5%	21,3%	22,1%	22,9%	23,6%

3.11. DECLARAÇÃO

"Esse estudo de viabilidade econômico-financeira foi elaborado pela MPX Energia S.A. e seus consultores, nos termos do art. 32, inciso II, e item 3.7 do Anexo III, da Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, e a MPX Energia S.A. e o Banco UBS Pactual S.A., na qualidade de instituição líder da oferta de ações ordinárias da MPX Energia S.A., cujo pedido de registro encontra-se em análise da Comissão de Valores Mobiliários, declaram que concordam com o seu teor em todos os aspectos relevantes."

MPX

Minuta de Investigação Técnica

27 de novembro de 2007

TRADUÇÃO LIVRE

Black & Veatch Corporation
11401 Lamar
Overland Park, Kansas 66211
Tel: (913) 458-2000 www.bv.com

ÍNDICE

1 SUMÁRIO EXECUTIVO 435

1.1 INTRODUÇÃO 435
1.2 ESCOPO DO TRABALHO 436
1.3 CONCLUSÕES 436

2 VISÃO GERAL DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA E REGULAMENTAÇÕES....438

2.1 MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA 438
2.2 O MERCADO CHILENO DE ENERGIA ELÉTRICA 440

3 AVALIAÇÕES DOS PROJETOS 443

3.1 UTE MPX 443
3.1.1 Vista Geral da Usina 443
3.1.2 Descrição da Usina 443
3.1.3 EPC e Status do Projeto 446
3.1.4 Venda de Energia 447
3.1.5 Considerações Ambientais 447
3.1.6 Acordos do Projeto 452
3.1.7 Investimento 453
3.1.8 Despesas Operacionais 453
3.1.9 Planos de Desenvolvimento Futuro 457
3.2 UTE TERMOMARANHÃO 459
3.2.1 Vista Geral da Usina 459
3.2.2 Descrição da Usina 459
3.2.3 EPC e Status do Projeto 461
3.2.4 Venda de Energia 461
3.2.5 Considerações Ambientais 461
3.2.6 Acordos do Projeto 465
3.2.7 Investimento 466
3.2.8 Despesas Operacionais 466
3.2.9 Planos de Desenvolvimento Futuro 468
3.3 UTE SERRA DO NAVIO 471
3.3.1 Vista Geral da Usina 471
3.3.2 Descrição da Usina 471
3.3.3 EPC e Status do Projeto 473
3.3.4 Venda de Energia 475
3.3.5 Considerações Ambientais 475
3.3.6 Acordos do Projeto 478
3.3.7 Investimento 479
3.3.8 Despesas Operacionais 479
3.4 TERMOPANTANAL BRASIL 481
3.4.1 Vista Geral da Usina 481
3.4.2 Descrição da Usina 481
3.4.3 Status do Projeto 483
3.4.4 Venda de Energia 483
3.4.5 Considerações Ambientais 483
3.4.6 Acordos do Projeto 486
3.4.7 Investimento 486
3.4.8 Despesas Operacionais 486
3.5 UHE BAIXO IGUAÇU 489
3.5.1 Vista Geral da Usina 489
3.5.2 Descrição da Usina 489
3.5.3 Status do Projeto 493
3.5.4 Venda de Energia 493
3.5.5 Considerações Ambientais 493
3.5.6 Acordos do Projeto 495
3.5.7 Investimento 495
3.5.8 Despesas Operacionais 495
3.6 UTE PORTO DO AÇÚ 498

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.6.1 Vista Geral da Usina 498
3.6.2 Descrição da Usina 498
3.6.3 Status do Projeto 500
3.6.4 Venda de Energia 500
3.6.5 Considerações Ambientais 500
3.6.6 Acordos do Projeto 505
3.6.7 Investimento 505
3.6.8 Despesas Operacionais 505
3.6.9 Planos de Desenvolvimento Futuro 507
3.7 UTE CASTILLA 509
3.7.1 Vista Geral da Usina 509
3.7.2 Descrição da Usina 509
3.7.3 Status do Projeto 511
3.7.4 Venda de Energia 511
3.7.5 Considerações Ambientais 511
3.7.6 Acordos do Projeto 513
3.7.7 Investimento 515
3.7.8 Despesas Operacionais 516
3.8 UTE SEIVAL II 521
3.8.1 Vista Geral da Usina 521
3.8.2 Descrição da Usina 521
3.8.3 Status do Projeto 523
3.8.4 Venda de Energia 523
3.8.5 Considerações Ambientais 523
3.8.6 Acordos do Projeto 526
3.8.7 Investimento 526
3.8.8 Despesas Operacionais 527
3.9 MINA SEIVAL 531
3.9.1 Introdução 531
Minerabilidade das Reservas de Carvão 532
3.9.2 Qualidade Projetada do Carvão 535
3.9.3 Viabilidade Econômica da Mina 537
3.9.4 Conclusões 539

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

AVISO LEGAL

Este relatório foi preparado para MPX pela Black & Veatch (B&V) e baseia-se amplamente em informações que não estão dentro do controle da B&V. Assim sendo, a B&V não analisou, verificou, nem opinou sobre a validade das informações fornecidas por terceiros e, portanto, a B&V não garante sua exatidão.

A B&V não tem qualquer controle sobre (i) o custo de mão de obra, materiais, equipamentos, ou serviços fornecidos por terceiros, (ii) métodos de determinar preços, utilizados por terceiros, (iii) cotações competitivas ou condições de mercado, ou (iv) recursos providos por terceiros para cumprir programações de contratos. Assim sendo, as propostas, cotações, e custos efetivos do projeto podem variar em relação às estimativas de custo, e os cronogramas efetivos podem variar em relação aos cronogramas previstos.

A utilização deste relatório, ou de qualquer informação contida no mesmo, constituirá uma renúncia do usuário, e uma liberação de B&V, com respeito a quaisquer reivindicações e responsabilidades, inclusive, sem limitação, qualquer responsabilidade financeira por danos especiais, acidentais, indiretos ou conseqüenciais relacionados a tal utilização. Qualquer confiança que qualquer usuário optar por depositar neste relatório é uma questão de discernimento desse usuário, e ao próprio risco desse usuário. À máxima medida permitida por lei, tal renúncia e liberação se aplicarão não obstante a negligência, responsabilidade estrita, falha, ou violação de garantia ou de contrato por B&V. O benefício dessas liberações, renúncias ou limitações de responsabilidade se estenderão às companhias relacionadas de B&V, e suas subcontratadas, e aos diretores, executivos, parceiros, funcionários e agentes de todas as partes liberadas. O uso deste relatório constituirá uma concordância, pelo usuário, de que seus direitos, se houver, em relação ao relatório, não excederão nem serão adicionais aos direitos do cliente.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

ABNT	Associação Brasileira ded Normas Técnicas
ACL	Ambiente de contratação em que são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços livremente negociados entre Geradoras, Consumidores Livres e Comercializadoras.
ACR	Ambiente de contratação em que são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços obtidos por meio de leilões públicos para atendimento ao mercado de Consumidores Cativos das Distribuidoras.
AMCI	American Metal and Coal Cia.
ANA	Agencia Nacional de Águas
ANEEL	Agencia Nacional de Energi Elétrica
Baixo Iguaçu	UHE baixo Iguaçu
BEAP	Plano Báscio de Ação Ambiental
BOD	Demanda bioquímica de Oxigênio
CCEE	Camra de Comércio de Energia Elétrica
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CIPP	Complexo Industrial e Portuário do Pecém
CNPE	Conselho nacional de Política Energética
CO	Monóxido de Carbono
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente do Brasil e Comision Nacional de Médio Ambiente no Chile.
CPCVM	Contrato de compra de combustível
CTG	Turbogerador de Comvbustão
dBA	Decibéis
Diferencial Energia	Diferencial Energia Empreendimento E Participações Ltda
EDP	Energias de Brasil
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EMAP	Empresa Maranhense de Administração Portuária
EPC	Engenharia, Procura e Construção
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGD	Dessulfurizador do gás de combustão
GE	General Electric
HP	Alta-pressão
HPC	Compressor de Alta-pressão
HPT	Turbina de Alta Pressão
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e de Recursos Naturais
IEPA	Instituto Científico e Tecnológico do Ampaá
IGCC	Sistema de Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado
IP	Pressão Intermediária
IPHAN	Instituto Nacional de Historia e de História Artistica
km	Kilometro
kt	Kilo toneladas

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

LI	Licença de instalação
LNB	Queimador Baixo NOx
LNG	Gás Natural Liquefeito
LO	Licença de Operação
LP	Baixa Pressão
LPC	Compreesor de Baixa Pressão
LPT	Turbina LP
m^2	Metro quadrado
MME	Ministério das Minas e Energia
MPF	Máximo Fluxo Provável
mt	Mega toneladas
MW	Megawatt
NOx	Óxido de Nitrogênio
NTP	Aviso de Proseguimento
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, criado em 1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, controle e administração das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional. É composto por Consumidores Livres, Geradoras, Distribuidoras, Comercializadoras e Transmissoras.
PAS	Permissão Ambiental Setoirial
Petrobras	Petrobrás distribuidora AS
PM	Material particulado
PMCS	Sistema de Controle do PM
R&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
RCA	Resolução da Qualificação Ambiental
SAEE	Serviço Autônomo de Água
SCCT	Turbina a Gás em Ciclo Aberto
SCR	Redução Catalítica Seletiva
FEEMA	Fundação Estadual de Engenharia do meio Ambiente
SEMA	Secretaria Estadual de Meio Ambiente
SEMACE	Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Ceará
SEMARH	Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNCR	Redução Seletiva Não Catalítica
SO_2	Dióxido de Enxofre
tpd	Toneladas por Dia
TSS	S´lidos Suspensos Totais
TUST	Taxa de uso do Sistema de Transmissão
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

1 Sumário Executivo

1.1 Introdução

Este sumário do relatório de diligência técnica, elaborado pela Black & Veatch a pedido da Companhia, consiste na avaliação de nove plantas de geração elétrica e uma mina de carvão em desenvolvimento pela MPX e seus parceiros, Este estudo visa sustentar as intenções da companhia em realizar uma oferta pública inicial de ações em 2007. As plantas de geração em desenvolvimento estão listadas na tabela 1-1 por capacidade e tipo de combustível.

Tabela 1-1
MPX - Portfolio de projetos

Projetos	Capacidade Total das Usinas		Combustível	Início de Operação
	Fase I	Fase II		
UTE MPX	720 MW	360 MW	Carvão	Jul 2011 / 2013
UTE Termomaranhão	360 MW	360 MW	Carvão	Jul 2011 / 2013
UTE Porto do Açú	1,400 MW	4,000 MW	Carvão	Jul 2012 / 2015-18
UTE Serra do Navio	23 MW	--	Diesel	2008
UTE Castilla	1,400 MW	--	Carvão	Julho / 2012
Termopantanal Brasil	44 MW	--	Gas Natural	2011
PCH Capivara	30 MW	--	Hidro	2011
UEH Baixo Iguaçú	350 MW	--	Hidro	2013
UTE Seival II	600 MW	--	Carvão	2014
Seival Mine	--	--	--	2011
Total	4,927 MW	4,720 MW		
Total MPX	9,647 MW			

O portfólio consiste em ativos com capacidade de geração de aproximadamente 9.647 MW (sendo destes 7.102 MW pertencentes à MPX). Cinco das nove plantas utilizam como combustível o carvão, uma a diesel, uma a gás natural e duas hidrelétricas. A PCH Capivara está listada na Tabela 1-1, entretanto este estudo não contempla tal planta. A Black & Veatch foi informada pela MPX que o processo de desenvolvimento da PCH Capivara está em fase de implementação para entrada em operação estimada para 2011.

A UTE MPX, a UTE Termomaranhão e a UTE Porto do Açú serão desenvolvidas em duas fases, sendo que a primeira fase destes projetos foi incluída como parte deste estudo. Os desenhos conceituais técnicos para a segunda fase ainda não foram concluídos; entretando a Black & Veatch foi informada pela MPX que o desenvolvimento de ambas as fases irão ocorrer.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

1.2 Escopo do Trabalho

Sujeito às qualificações, observações e notas ao longo do relatório, fomos requisitados a fornecer nosso parecer (descobertas e conclusões) nas seguintes áreas:

- Avaliação de viabilidade de cada projeto baseada nos desenhos técnicos, documentaçao e reuniões com a MPX e seus colaboradores.
- Avaliação dos parâmetros dos desenhos conceituais como fatores de capacidade, "*heat rates*", disponibilidades e índices de falta forçada de energia.
- Revisão dos investimentos a serem utilizados no desenvolvimento dos projetos e projeção dos custos de operação e manutenção.
- Revisão sumária dos contratos e acordos disponíveis às plantas, com foco nos principais aspectos técnicos.
- Revisão do status das licenças ambientais e enquadramento regulatório dos projetos nos padrões aplicáveis.
- Revisão dos *inputs* e premissas técnicas do modelo

As conclusões e descobertas resultantes deste estudo de diligência estão sumarizadas neste relatório.

1.3 Conclusões

Baseado em nosso estudo dos desenhos conceituais das plantas, chegamos às seguintes conclusões neste relatório:

Viabilidade do Desenho Conceitual

A Black & Veatch revisou os desenhos conceituais e no caso de três das plantas a carvão, participou no processo de elaboração do desenho. A Black & Veatch concorda que os desenhos conceituais foram preparados adequadamente e aparentam ser viáveis neste estágio do processo de desenvolvimento dos projetos.

Parâmetros de Performance do Projeto

Em geral, a performance projetada das plantas é consistente àquela da indústria e estão em linha com as expectativas da Black & Veatch.

Projeção dos Investimentos e Custos de Operação e Manutenção

Baseado na combinação de estimativas independentes da Black & Veatch, experiência em desenvolver plantas similares, revisão da documentação do desenho conceitual e entrevista com os colaboradores da MPX, a projeção dos investimentos e custos de operação e manutenção são razoáveis para suportar o desenvolvimento e operação das plantas.

Regulamentações Ambientais

Baseado na documentação concedida para revisão, as plantas de geração elétrica serão desenhadas com o controle apropriado de tecnologias para atingir as normas

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

regulatórias com padrões de regulamentação de âmbito nacional e padrões internacionais dos credores. O status atual desses projetos prevê um período suficiente para completar todos os estudos ambientais e análise das atividades, podendo assim obter as autorizações ambientais necessárias a tempo de começar a construção bem como atingir as datas agendadas para o início das operações. A implementação de programas apropriados de mitigação e monitoramento minimizarão os impactos ambientais de cada projeto.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

2 Visão Geral do Mercado de Energia Elétrica e Regulamentações

Ao preparar esta visão geral do mercado de energia elétrica brasileiro e chileno, a Black & Veatch baseou-se principalmente em informações cedidas pela MPX e informações preparadas para MPX pelo consultor de mercado

2.1 Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Em 2007 o sistema brasileiro tinha um total de capacidade instalada de 98.563 MW. A Figura 2-1 ilustra a divisão da capacidade instalada por fonte. O mix de capacidade no Brasil é altamente dependente da geração hidrelétrica, responsável por quase 77% do total da capacidade instalada. Em 2006, o consumo de energia elétrica no Brasil era de 347 TWh, um crescimento de 3,8% em relação ao consumo em 2005. Isto se compara a um crescimento econômico de 2,9% em 2006. Historicamente, o crescimento do consumo de energia elétrica excedeu continuamente o crescimento da economia brasileira.

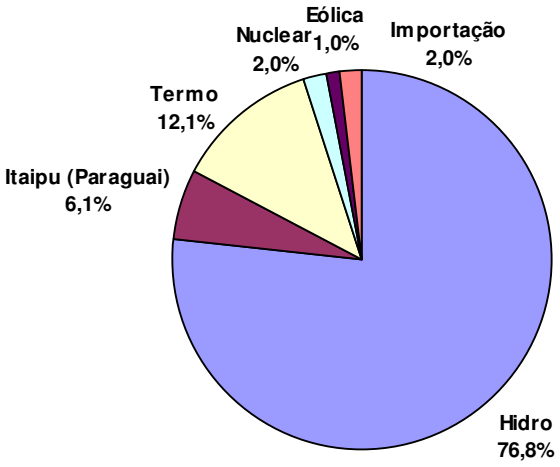


Figure 2-1
Capacidade Instalada no Brasil em 2007

Atualmente, apenas 25% do potencial hidrelétrico brasileiro é usado para produção de energia elétrica e devido a planejamentos inadequados, não é esperado adição de nova capacidade hídrica até 2014, exceto as já planejadas pela ANEEL. Oferta de capacidade futura é esperado por vir de plantas hidrelétricas, de gás natural, carvão e cogeração usando a cana-de-açúcar como fonte de combustível. O SIN (Sistema Interligado Nacional) brasileiro é dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste e Norte. O tipo de geradoras elétricas a serem desenvolvidas é largamente dependente do subsistema, no qual irão operar. O suprimento de gás natural brasileiro ou é importado da Bolivia ou vem de GNL (Gás Natural Liquefeito). As plantas de regaseificação de GNL estão em construção no Nordeste e Sudeste e são planejadas para atender a região Sul, o que irá

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

permitir que mais plantas de gás-natural sejam construídas nessas regiões. Ademais, plantas de cogeração que utilizam cana-de-açúcar são consideradas como opções de geração para a região Sudeste. O Brasil possui minas de carvão mineral na região Sul, mas pode transportar carvão às outras regiões como opção de geração para as regiões Sudeste, Nordeste e Norte.

A indústria de energia elétrica brasileira começou um processo de reestruturação em 1995, sendo que em 2004 o governo estabeleceu um novo modelo de regulação para o setor. Tal reestruturação do setor criou duas regras básicas para guiar a indústria. A primeira é que toda carga no sistema deve ser 100% fornecida através de um contrato e a segunda que toda a energia contratada deve ser resguardada através de uma planta de geração capaz de produzir o montante contratado de energia. Outro resultado do processo de reestruturação foi a criação de um número de instituições para guiar e supervisionar o mercado brasileiro de energia. Estas instituições são listadas abaixo:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – o conselho do Presidente da República para elaborar políticas e *guidelines* para o mercado de energia elétrica no país.
- Ministério de Minas e Energia (MME) – Órgão de regulador responsável por estabelecer políticas, orientações e regulamentações para o setor.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – Entidade governamental autônoma responsável por regular e inspecionar a indústria elétrica.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Opera a rede de transmissão e despacho do sistema de geração, visando garantir a segurança e confiabilidade do SIN.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Organiza leilões públicos de energia elétrica dentro do mercado regulado e é responsável pela administração, contabilização e estabilização dos contratos comerciais de energia.

As novas regras definem dois ambientes comerciais para todos os setores para venda de energia; o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR, as companhias de distribuição compram energia através dos leilões organizados pela ANEEL. A energia pode ser comprada por um dos dois contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia, que garantem um certo montante de energia elétrica e normalmente se aplicam à geração hidrelétrica e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia, garantem um certo montante de capacidade disponível e normalmente se aplicam às térmicas.

No ACL, os consumidores negociam o fornecimento de energia elétrica diretamente com as geradoras e comercializadoras. Desde 2006, o ACR foi responsável por quase 73% de consumo do sistema e o ACL pelos outros 27%.

O processo de leilão regulado envolve a cada ano diversos leilões para novos projetos de geração e plantas de geração já existentes. Leilões para novos projetos de geração são os chamados A-5 e A-3. O leilão A-5 oferece um contrato bilateral para futuras plantas geradoras que entrarão comercialmente em operação em um prazo de cinco anos, como por exemplo plantas hidrelétricas. Esses contratos são vigentes tipicamente para um período de 15 a 30 anos. Os leilões A-3 também oferecem contratos bilaterais, em termos similares,

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

para futuras plantas de geração que entrarão comercialmente em operação em um prazo de três anos como, por exemplo, as termelétricas.

Leilões envolvendo energia existente são denominados A-1 e servem para recontratar em uma base anual a energia existente no mercado atual. Os contratos de leilões A-1 são vigentes normalmente entre 5 a 15 anos. Por fim, os leilões de ajuste são realizados três ou quatro vezes ao ano de modo a alinhar-se com o fornecimento e carga contratados e tem um prazo de vigência de até 2 anos.

2.2 O Mercado Chileno de Energia Elétrica

O sistema elétrico chileno inclui quatro sistemas não conectados: O Sistema Interconectado do Norte Grande (SING), O Sistema Interconectado Central (SIC), o Sistema de Aysén e o Sistema de Magallanes. Devido à localização proposta da UTE Castilla, o sistema SING e o SIC são os mais relevantes à MPX.

Em 2006 o SING tinha aproximadamente 3.595,8 MW de capacidade instalada, geração anual de 13.236 GWh e um pico de demanda de 1.769,5 MW. Para o mesmo ano o SIC tinha aproximadamente 8.273,6 MW de capacidade instalada, geração anual de 40.339,8 GWh e um pico de demanda de 6.058,9 MW. As figuras 2-2 e 2-3 ilustram as respectivas composições de geração de cada sistema.

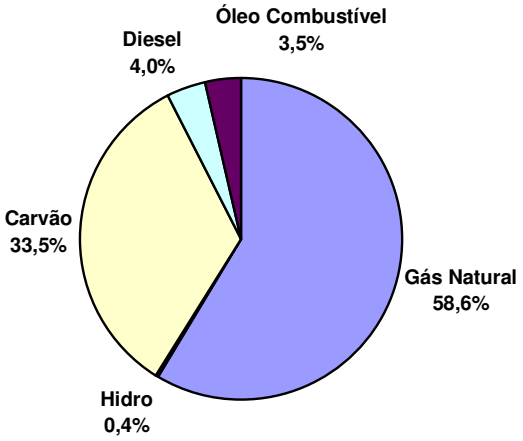


Figura 2-2
Capacidade Instalada do SING (por fonte)

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

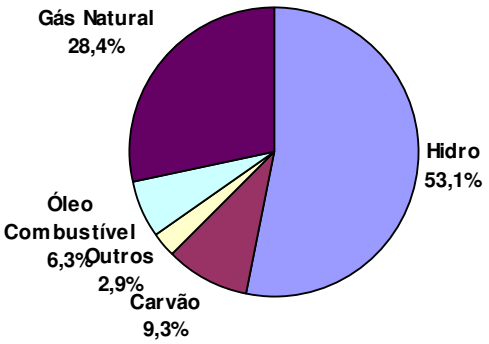


Figura 2-3
Capacidade Instalada do SIC (por fonte)

As duas regiões diferem não apenas na sua composição de geração, mas também nos seus respectivos tipos de consumidor. A demanda elétrica no SING é em sua natureza principalmente industrial, enquanto no SIC essa é predominantemente residencial e comercial.

Ambas as regiões SING e o SIC têm sido impactadas por crescentes restrições no fornecimento de gás natural ao ciclo combinado das plantas instaladas na década passada. As plantas de gás natural do SIC, cujo fornecimento de gás vem da Argentina, representam aproximadamente 39% do pico de demanda esperado em 2007 (2.500 MW de 6.400 MW). Houve também um impacto no desenvolvimento de novas plantas a gás, que devido à crise foram atrasados em dois ou três anos.

Aparentemente, a capacidade instalada os numerosos picos de demanda mostram que não há risco de falta de fornecimento de energia elétrica no SIC, entretanto, esta afirmação é inadequada, dados os problemas relativos às restrições no fornecimento do gás natural e a variabilidade da disponibilidade de plantas hidrelétricas. Isto vem causando custos marginais voláteis e às vezes bastante altos (US$/MWh).

Geradoras de energia elétrica no Chile têm duas opções para vender energia: o mercado spot ou o mercado regulado. No mercado spot as vendas e compras de energia são avaliadas usando-se custos marginais de curto prazo (uma hora). Como anteriormente mencionado, estes custos marginais podem ser bastante voláteis, baseados nas características do sistema elétrico e das condições vigentes de oferta e demanda.

As vendas e compras de capacidade no mercado spot são avaliadas usando-se o preço no centro de gravidade. Este preço é composto por um custo fixo mensal e o custo operacional da última unidade usada para atingir a demanda. Os preços no centro de gravidades são determinados pela Comissão Nacional de Energia em abril e outubro de cada ano.

No mercado regulado, as geradoras elétricas executam contratos com distribuidores e clientes não regulados. Os termos de contrato são confidenciais, mas pontos de entrega e montantes devem ser divulgados ao Centro de Despacho Econômico de Carga (CDEC). Atualmente, as vendas aos distribuidores estão no Centro de Gravidade de Energia e

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Preços, contudo a partir de 2010 o processo irá mudar e será baseado no resultado dos preços dos leilões ocorridos em 2006. Tal processo será mandatário para todos os novos contratos.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3 Avaliações dos Projetos

3.1 UTE MPX

3.1.1 Visão Geral da Usina

A usina UTE MPX proposta que na sua primeira fase terá 720 MW é uma instalação de carvão pulverizado (PC), consistindo de dois geradores de vapor subcríticos de 360 MW e turbinas de vapor correspondentes. O projeto está sendo desenvolvido através de parceria equivalente por MPX e Energias de Brasil (EDP) e está planejado para tornar-se comercialmente disponível em 2011. A energia produzida será gerada para o mercado regulado, e MPX participou do leilão de energia A-5 em 16 de outubro de 2007.

Figura 3.1-1: UTE MPX

A instalação estará localizada a 6 km do porto brasileiro de Pecém. A área do estabelecimento fica dentro de um distrito industrial denominado Complexo Industrial e Portuário de Pecém (CIPP), que está situado perto da cidade de Fortaleza. O local será disponibilizado pelo governo do Ceará no CIPP, e cobrirá cerca de 1,3 milhões de metros quadrados. A Figura 3.1-1 mostra a localização da instalação.

A MPX firmou um acordo preliminar para o suprimento de carvão por American Metals & Coal. O carvão será entregue do estoque no porto, à usina, via um sistema transportador. A água para a torre de resfriamento e as caldeiras será fornecida por uma companhia local, COGERH, que captará a água de um lago a diversos quilômetros de distância. Uma tubulação será instalada desde a instalação até a área de tratamento da água no complexo industrial.

Uma segunda unidade,Fase II, está sendo planejada e que adiconará mais 360 MW no site de Pecém. A intenção é ter esta segunda fase disponível para comercialização em 2013.

3.1.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

O estabelecimento Pecém PMX está situado aproximadamente a 6 km do Porto de Pecém, ao sul e oeste de áreas identificadas para a produção de aço. O acesso principal ao local deverá ser supostamente a partir de uma estrada pública existente, que se estende a

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

sudoeste a partir do porto até uma nova estrada de acesso à usina. Essa estrada de acesso à usina cruzará com a estrada pública existente no lado oeste de um circuito ferroviário planejado, e ao sul de uma sub-estação COELCE existente, e se estenderá cerca de 2,5 km a oeste do local da usina. A usina poderá também ter acesso a partir da estrada pública que entra no município de Pecém no lado leste da área da usina. Será construída uma nova estrada de acesso para acesso à construção e para os trabalhadores.

A área tem cerca de 1,3 milhões de metros quadrados, e fica dentro de um distrito industrial denominado Complexo Industrial e Portuário de Pecém.

Equipamentos Principais

A instalação UTE MPX consistirá de dois geradores de vapor subcríticos, a carvão pulverizado (PC) e turbinas de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o aquecimento necessário para converter o suprimento de água de alta qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica, através de um gerador elétrico. O vapor que é descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O vapor descarregado da turbina, de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP) e é conduzido através de uma turbina de vapor LP para capturar a energia remanescente. A Figura 3.1-2 mostra um diagrama de fluxo de bloco de alto nível para uma usina operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

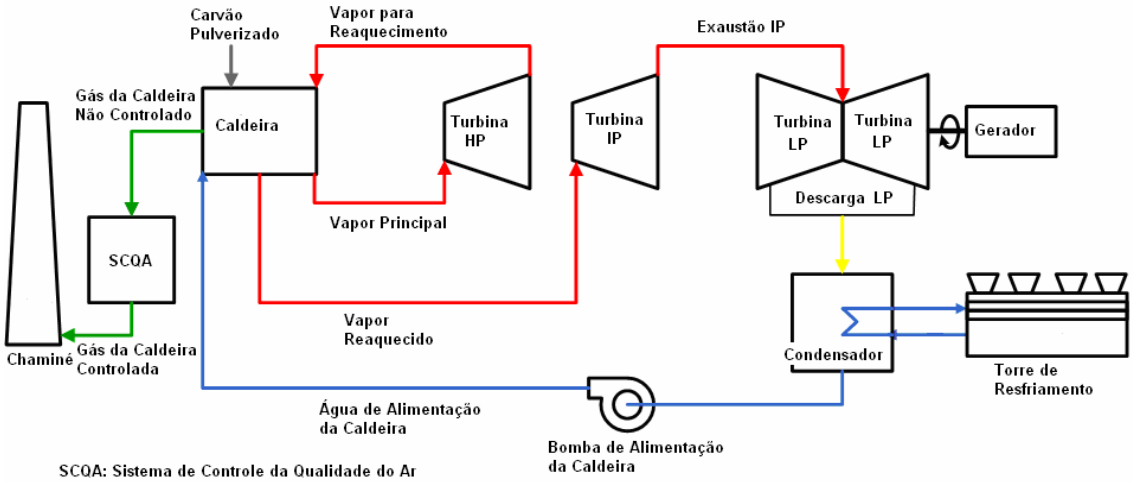


Figura 3.1-2
Diagrama de Bloco, do Fluxo da Usina de Energia Operada a Carvão

O projeto conceitual inclui dois precipitadores eletrostáticos por gerador de vapor, que seriam instalados na trajetória de saída do gás de exaustão, para reduzir as emissões de partículas. O projeto também inclui um processo de dessulfuração úmida de calcário-gess, para retirar enxofre das emissões de chaminé. O processo inclui equipamentos para

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

um sistema de preparação de lama de calcário, sistema de oxidação-absorção de SO_2, sistema de gás de exaustão, sistema de desidratação de gesso, e sistema de esvasiamento.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas termelétricas operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas relativamente de fácil operação e manutenção.

Suprimento de Combustível

O carvão mineral será descarregado no Porto de Pecém. O porto tem atualmente capacidade para receber navios Handymax e Panamax, que poderiam entregar carvão de regiões mais próximas, e também tem capacidade de receber navios Capesize maiores, que poderiam entregar carvão de regiões mais distantes. O Porto de Pecém precisará acrescentar guindastes e transportadores especializados para descarregar o carvão. O guindaste necessário dependerá do tipo de navio que o porto pretende receber. Acredita-se que, no futuro, o Porto de Pecém poderá exportar itens produzidos no CIPP em desenvolvimento. Um benefício adicional de entregar carvão no Porto de Pecém é o potencial de carga de retorno, de itens exportados pela CIPP, nos navios de entrega de carvão descarregados.

Uma vez descarregado dos navios de entrega, o carvão será transportado para armazenamento e consumo na usina de energia UTE MPX proposta. Os seguintes métodos poderão ser usados para transportar o carvão do porto até a instalação proposta:

- Linha ferroviária curta.
- Sistema de transporte canalizado.
- Transporte rodoviário em caminhões.

A linha ferroviária curta ou o sistema de transporte canalizado exigirão um corredor de serviço com um direito de passagem para a construção. A instalação de uma linha ferroviária curta mais que provavelmente seria inviável em virtude da área industrializada. Um corredor de serviço para um transportador elevado pode ser mais facilmente instalado. Alternativamente, caminhões para levar o carvão, especialmente projetados, poderiam ser usados para transportar o carvão do porto até o local proposto. Embora os custos iniciais de capital para este sistema sejam inferiores aos de um sistema transportador canalizado, as despesas totais seriam muito maiores devido aos custos O&M mais elevados associados à mão de obra e aos caminhões. Uma proposta alternativa seria de transportar o carvão dos navios de entrega 7,5 km até um pátio de carvão, que ficaria situado a cerca de 4 km do estabelecimento. Os caminhões transportariam então o carvão do pátio de carvão principal até o pátio de carvão da usina de energia. O projeto conceitual da usina de energia inclui um pátio de carvão de 420 kton, que consiste de uma pilha passiva de 180 kton e uma pilha ativa de 240 kton. A capacidade de empilhamento do projeto seria igual ao sistema de transporte de carvão previsto do porto, de 1.450 t/h.

Água e Água Residual

As instalações PC exigem substanciais recursos de água para reposição de água da usina e para reposição da torre de resfriamento. Conceitualmente, os requisitos totais de

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

água para uma usina de energia convencional, operada a PC, com uma torre de resfriamento por processo mecânico, úmida, seria entre 26,5 e 39,7 m^3/min (7.000 e 10.500 gpm). Esta estimativa incluiria todas as demandas de consumo de água da usina. Demandas mais elevadas seriam exigidas durante condições ambientais mais extremas.

A água bruta será fornecida pela COGERH, que coletará a água de um lago e a armazenará dentro do complexo industrial. A capacidade de transporte de água é de 300 m^3 /min, que é mais que adequada para atender as demandas de consumo de água de uma usina de energia operada a carvão, de 720 MW. A água bruta não tratada será utilizada para água da torre de resfriamento e água para serviço da usina. A água para os geradores de vapor será purificada nas instalações de tratamento de água bruta da usina. A água será passada através de filtros de areia para remover quaisquer sólidos suspensos e depois passará por um processo de desmineralização de troca de íons. Haverá dois reservatórios para armazenamento de água desmineralizada, com um volume armazenado combinado de 4.000 m^3. Um sistema de tratamento de água residual foi projetado para recolher e processar água dos drenos, descarga das caldeiras, descarga da torre de resfriamento, e outras descargas de água da usina em geral. O sistema de tratamento de água residual utilizará tecnologias de neutralização e agitação de ar. Um sistema separado será instalado para coletar e tratar esgoto sanitário.

Interconexão Elétrica

Existem planos conceituais do governo para construir o necessário pátio de manobras de 230 kV ao longo da usina proposta, permitindo à usina um meio de interconexão com a rede de distribuição de energia produzida. A usina conterá dois geradores de 350 MW refrigerados a hidrogênio, que se conectarão ao pátio de manobras através dos transformadores elevadores dos geradores. A voltagem dos geradores será de 20kV, 60 Hz, com um fator de potência de 0,85. Cada unidade terá um transformador auxiliar, e compartilhará um transformador de partida/reserva.

Um estudo de interconexão foi realizado em abril de 2007 por Andesa, para determinar as opções disponíveis a MPX para sua conexão ao sistema de distribuição elétrica da área de Fortaleza. O estudo destacou quatro alternativas, e concluiu que a conexão da usina de energia à barra condutora da futura usina siderúrgica “Ceará Steel” era a alternativa mais econômica. O custo das opções variou de R$ 40 a R$ 55 milhões. O estudo foi apresentado a EPE durante o processo de qualificação para o leilão A-5/2007.

3.1.3 EPC e Status do Projeto

MPX criou e apresentou um escopo de trabalho, convidando empreiteiros a submeterem propostas sobre a gestão do projeto, engenharia, aprovisionamento, construção e homologação da instalação UTE MPX. O cronograma do escopo de trabalho destaca que o aviso para prosseguir (NTP) ocorreria em 30 de setembro de 2007 e que a assunção do projeto não ultrapassaria um mês antes de dezembro de 2011. MPX informou que a data alvo revisada para o NTP é o final de dezembro de 2007, e que a data alvo para operação comercial é abril de 2011 para a primeira unidade, e junho de 2011 para a

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

segunda unidade. O escopo de trabalho destaca também os marcos principais e penalidades que se aplicariam a atrasos em atingir esses marcos. O escopo de trabalho solicitou que os licitantes apresentassem um cronograma detalhado, com as etapas de trabalho planejadas, a serem concluídas dentro de 48 meses.

Foi recebida uma proposta de CITIC International Contracting Inc. em setembro de 2006, e uma de Mairengineering do Brasil em abril de 2007. A MPX informou a Black & Veatch que a Maireengineering foi escolhida em Outubro de 2007 para atuar como EPC no desenvolvimento deste projeto.

3.1.4 Venda de Energia

A energia gerada pelas instalações UTE MPX está planejada para ser vendida no mercado regulado brasileiro. A UTE MPX participou do leilão para a compra de energia das novas instalações A-5 em 16, outubro, 2007, vendendo 615 MW de venda anual de energia de US$ 208,7 milhões por 15 anos .

3.1.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

A UTE MPX está localizado cerca de 6 km a sudoeste da costa da área portuária do Porto de Pecém, dentro de um distrito industrial denominado Complexo Industrial e Portuário de Pecém (CIPP). O local selecionado está situado ao sul e ao oeste de um novo desenvolvimento para produção de aço dentro do CIPP.

O local está atualmente não desenvolvido e desabitado e portanto não necessitará de relocação ou reassentamento de ocupantes humanos. As entregas de carvão do porto serão levadas por transportador até o local da usina ao longo de uma rodovia existente que atravessa uma área de dunas de areia ecologicamente sensível.

A água para a torre de resfriamento será entregue via tubulação de COGERH, uma companhia de suprimento de água que traz a água de um lago a várias milhas de distância. As linhas de transmissão conectarão à rede, ou numa nova sub-estação a ser estabelecida no centro da área industrial, aproximadamente 1 km a leste do local da usina, ou numa subestação localizada aproximadamente 20 km ao sul-sudeste do local da usina.

Licenças e Aprovações Ambientais

Uma Licença de Instalação (LI) Nº 598/2006 foi emitida pela Agência Ambiental do Estado do Ceará, SEMACE, em 26 de dezembro de 2006, autorizando MPX Mineração e Energia Ltda. a construir a usina termoelétrica proposta, de 700 MW, em Pecém. Uma vez obtida à certificação do Município de São Gonçalo e a Autorização de Desmatamento de SEMACE, nos próximos meses, todos os requisitos de licenciamento ambiental, necessários para começar a construção, estarão satisfeitos. Uma permissão para Retirada de Água não é exigida ou necessária, porque a água será fornecida por uma companhia de água local.

A Avaliação de Impacto Ambiental (EIA) do projeto, submetida a SEMACE em 3 de abril de 2006, foi preparada de acordo com os Termos de Referência 113/2006 datados de

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

13 de março de 2006. Essa EIA sumarizou estudos para determinar as condições da linha de base e análise dos impactos potenciais do desenvolvimento da usina de energia proposta, sobre o meio ambiente. Também propôs medidas de mitigação e controles para minimizar ou evitar os impactos potenciais identificados no relatório e manter o cumprimento dos requisitos regulatórios ambientais federais, estaduais e municipais, aplicáveis.

Ao todo, a EIA identificou 186 impactos ambientais, dos quais 104 (55,91%) foram caracterizados como benéficos, e 82 (44,09%) foram caracterizados como adversos. Compromissos para mitigação ambiental e compensação foram inicialmente estabelecidos na EIA e na Licença Prévia Nº 500/2006. Descrições mais detalhadas sobre gestão ambiental e práticas e compromissos de mitigação estão estabelecidos no Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP) e LI.

Projeto e Desempenho Ambiental

Adicionalmente aos compromissos de mitigação estabelecidos em EIA, BEAP e LI, a usina MPX de Pecém foi projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. Ambos, a agência ambiental federal brasileira CONAMA e o Banco Mundial estabeleceram padrões e diretrizes para emissões por chaminé de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM).

O Banco Mundial também estabeleceu diretrizes para emissões de óxido de nitrogênio (NO_x) de novas usinas térmicas de combustível sólido (carvão). De acordo com a LI, e a fim de manter o cumprimento desses padrões de emissão do Banco Mundial e de CONAMA, aplicáveis, o projeto será equipado com queimadores de baixo NOx, um sistema de dessulfuração úmida de gás de exaustão (FGD) para conseguir, 90% de remoção de SO_2 do gás de escape, e um precipitador eletrostático para remover 99,5% de PM do gás de escape da chaminé.

Todos esses sistemas de controle de poluição proporcionam tecnologia apropriada e comprovada para conseguir e manter a conformidade com os padrões de emissão por chaminUTE MPX.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.1-1
Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	Brasil (1)	Banco Mundial (2)	Emissões Previstas (3)	Equipamentos de Controle (3)
Matéria de partículas (PM)	800 g/MMkcal (carvão)	50 mg/Nm^3	42 mg/m^3	ESP
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2000 g/MMkcal (carvão)	2.000 mg/Nm^3 120 tpd (700 MW)	189 mg/m^3 10.85 tpd	FGD Úmido
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	N/A	750 mg/Nm^3 ou 365 ppm (carvão)	900 mg/m^3	Queimadores de Baixo NO_x

(1) Resolução CONAMA Nº 8 de 6 de dezembro de 1990.
(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999):
Nm^3 é medido a 0ºC e 1 atm (101,3 quilo Pascais ou 760 mm Hg).
Total de emissões de massa são em toneladas métricas por dia (tpd).
Todos os níveis de emissão máxima deverão ser alcançados pelo menos 95 por cento do tempo em que a usina ou unidade estiver operando, média calculada anualmente
(3) Geoconsulta de Avaliação de Impacto Ambiental.

As águas residuais da usina serão tratadas com separadores óleo/água e uma bacia de neutralização, para atender os limites estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 20/1986 e na Portaria SEMACE Nº 097 de 3 de abril de 1996, antes de descarregá-las num canal comum dentro do CIPP que flui finalmente para o Oceano Atlântico. Uma comparação entre os limites de efluentes líquidos do Banco Mundial e de CONAMA do Brasil está apresentada abaixo, na Tabela 3.1-2.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.1-2 Padrões para Efluentes Líquidos		
Poluente	**Brasil[1]**	**Banco Mundial[2]**
pH	5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total]		
Cromo (total)	N/A	0,5 mg/l
Cromo (hexavalente)	0,5 mg/l	N/A
Cobre	1,0 mg/l	0,5 mg/l
Ferro	15,0 mg/l (solúvel)	1,0 mg/l
Níquel	2,0 mg/l	N/A
Zinco	5,0 mg/l	1,0 mg/l
Óleo & Graxa	20 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	1 ml/l - teste de 1 hora em cone imhoff	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	aumento de 3ºC no centro de recebimento de água, <40ºC no máximo	3ºC acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura

[1] Com base nos padrões discriminados no Artigo 21 da Resolução CONAMA Nº 20, de 18 de junho de 1986.
[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999)

Subprodutos de resíduo sólido da combustão, inclusive cinzas em suspensão, cinzas depositadas, e sólidos do purificador de gases, podem ser beneficamente reutilizados para estabilização, re-enchimento de minas, produção de cimento, e cultivo agrícola. Estima-se que 1119 (2 x 559,68) toneladas de cinza serão geradas por dia através das operações contínuas da usina. Os purificadores de gás podem produzir gesso adequado para uso na fabricação de painéis de parede. Todos os subprodutos da combustão que não forem vendidos para reutilização benéfica serão descartados no local, num aterro a ser permitido em separado no futuro.

Não se prevê que as emissões de ruído da usina apresentem quaisquer problemas ou gerem quaisquer reclamações. Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não irão ultrapassar 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzem altos níveis de ruído ficarão situados dentro de invólucros acústicos, ou localizados de forma a minimizar as emissões de ruído fora do local. A Tabela 3.1-3 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.1-3 Padrões de Ruído		
Local	**Brasil**	**Banco Mundial**
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	O pessoal deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.
(1) Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente. Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas. Medido 2 metros além dos limites da propriedade. (2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto		

Compromissos de Mitigação e Monitoramento

Medidas e práticas de mitigação serão implementadas para minimizar os impactos ambientais oriundos da construção do projeto e das atividades de operação. A EIA destaca as medidas a serem tomadas, e um BEAP mais detalhado foi preparado para implementar essas medidas. Adicionalmente, compensação monetária pelos impactos ambientais deverá ser paga a SEMACE, que é tipicamente determinada com base numa porcentagem das despesas de capital do projeto, mas pode variar, dependendo do valor e extensão dos impactos ambientais do projeto.

Embora a Resolução CONAMA 379, de 5 de abril de 2006, atualmente determine que a compensação ambiental monetária não deva ultrapassar 0,5% para todos os tipos de atividades, uma nova resolução federal está sendo considerada, que estabeleceria uma faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital, para essa compensação. SEMACE poderá também estabelecer, através de regulamento, uma porcentagem mínima diferente para compensação ambiental. Nesse sentido, nota-se que a EIA declara que os investimentos

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

totais são estimados em US$ 1.000.000.000. Finalmente, o valor da compensação monetária negociada com SEMACE será paga para um fundo, para promover projetos ambientais no Ceará.

As atividades de monitoramento incluirão, sem limitação, a instalação de um sistema de monitoramento contínuo das emissões, para rastrear emissões de SO_2, PM e NO_x; o monitoramento periódico da qualidade do ar; o monitoramento dos efluentes líquidos sendo descarregados; bem como a amostragem e análise periódica dos poços de monitoramento da água do solo e da vazão da água de chuva coletada. Barreiras serão criadas, conforme necessário, para reduzir e minimizar as emissões de ruído para fora do local. A vegetação retirada do local será replantada ou indenizada. Serão estabelecidos programas para gestão de resíduos sólidos e treinamento do pessoal em assuntos ambientais.

3.1.6 Acordos do Projeto

Acordo de Carvão

A MPX firmou um acordo preliminar para o fornecimento de carvão, em 21 de junho de 2006, com American Metals & Coal (AMCI). A finalidade do acordo é confirmar o compromisso de AMCI de fornecer a MPX o carvão que necessita, caso um contrato seja conferido a MPX no Leilão A-5/2007. Dentro do acordo preliminar, caso um contrato seja conferido a MPX, MPX e AMCI concordam em assinar um acordo definitivo para o suprimento de carvão à instalação UTE MPX.

O suprimento de carvão deveria ser de múltiplas origens, possibilitando AMCI a embarcar de várias fontes internacionais, tais como, Moçambique, África do Sul, Indonésia, Colômbia, Venezuela, Austrália, Canadá, ou outras, assegurando assim o menor custo entregue possível. As especificações sobre a qualidade do carvão estão discriminadas na Tabela 3.1-4.

Tabela 3.1-4
Especificações da Qualidade do Carvão

Voláteis	20-35
Cinza	20 max
Enxofre	0,95 max
Valor Calórico	5.800 kcal/kg líquido
Tamanho	0x50mm

O prazo do acordo estará em pleno vigor e efeito até que um acordo definitivo de compra e venda de carvão seja assinado entre as duas partes.

Acordo de Água

Foram conferidos direitos de água a MPX no Estado do Ceará pela Secretaria de Recursos Hídricos, em 28 de maio de 2007. Esses direitos são especificamente para a instalação UTE MPX, e foram necessários para qualificar sua participação no Leilão A-

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

5/2007. A "Concessão de Direito de Uso de Água", nº 136/2007, permanecerá válida durante 10 anos, e deverá ser renovada dois meses antes de sua expiração, em maio de 2017, para garantir a continuação dos direitos de uso de água. A facilidade é concedida para um volume de água de 15,7 milhões de m^3 por ano, a uma taxa de entrega de 500 litros por segundo.

3.1.7 Investimento

A Black & Veatch foi informada pela MPX que, em resposta ao documento de escopo de trabalho, uma proposta de engenharia, apropriamento e construção (EPC) foi apresentado pela Maireengineering do Brasil apresentando um preço inicial de US$ 1.498/kW. O preço inicial é exclusive os custos do Proprietário para o desenvolvimento do projeto e os custos para infra-estrutura fora do limite da bateria da instalação. Os custos do Proprietário não estão tipicamente incluídos nas estimativas de custo da usina EPC e deverão ser considerados para determinar os requisitos totais de capital para o projeto. Esses itens incluem custos para ativos físicos "fora da cerca", desenvolvimento do projeto e custos de financiamento. A magnitude dos custos do Proprietário são muito específicas do projeto. Assumindo um custo de proprietário de US$ 197/kW, o investimento total requerido para o projeto seria de US$ 1.695/kW ou, US$ 1,22 bilhões para uma instalação de 720 MW. É opinião de Black & Veatch que esses custos são razoáveis e esperados para uma instalação geradora de energia deste tamanho e tipo.

MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2007 e continuará até 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentado na table 3.1-5

Tabel 3.1-5
UTE MPX Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentage do investimento total)

2007	2008	2009	2010	2011
10.0%	14.6%	53.5%	15.7%	6.2%

3.1.8 Despesas Operacionais

A produção anual de energia na usina não é uma função exclusiva da capacidade de operação contínua do gerador, mas também está relacionada com a confiabilidade e disponibilidade da mesma, da capacidade requerida dos auxiliares e do nível de despacho. Para este estudo , foi assumido que a usina será despachada na sua carga plena mesma que não esteja disponível.

A Black & Veatch assumiu diversas premissas sobre a necessidade de potência do sistema da planta líquida e a necessidade de manutenção deste sistema. Estas premissas diferem algo que entre varias opções de tecnologias de usinas analisadas. O efeito do custo variável não-combustível são regidos pela opção da tecnologia da usina, fator de capacidade anual, provisão para a manutenção maior, custos de consumíveis, (água,

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

químicos e reagentes para tratamento das emissões, adicionalmente ao fator de capacidade da usina.

A taxa de consumo líquida é função da capacidade bruta do ciclo térmico da turbina, os requisitos de potência dos asuxiliares, e da eficiência da caldeira; o último é influenciado mais fortemente pelo combustível assumido. As premissas adicionais estão delineadas na Tabela 3.1-6.

Tabela 3.1-6
Premissas de Desempenho na Fase 1 da Unidade

Fator de Paralisação Forçada, porcentagem	3,0
Duração da Paralisação das Caldeiras, semanas	3
Freqüência de Paralisação das Caldeiras, anos/paralisação	1,5
Duração de Paralisação das Turbinas, semanas	6
Freqüência de Paralisação das Turbinas, anos/paralisação	6
Fator de Paralisações Programadas (porcentagem por ano)	4,8
Geração Líquida Efetiva Atual (anual), MWh	1.685.897
Fator de Disponibilidade, porcentagem	92,2
Fator de Serviços, porcentagem	92,2
Consumo de Energia Auxiliar, porcentagem	6,90
Fator de Capacidade Líquida, porcentagem	55

As despesas não-combustíveis geralmente incluem duas categorias primárias: fixas e variáveis. Os custos fixos são expressos em dólares por unidade de capacidade por ano (US$/KW-ano) são principalmente pagamentos, salários, benefícios pagos para o pessoal da usina. Estes custos normalmente não variam com a produção da usina. O sumário de custos fixos esta discriminado na Tabela 3.1-7. Ao contrário, os custos variáveis, expressos em US$ por unidade de produção (US$/MWh), tende a variar quase que diretamente proporcional a a energia produzida. Os custos variáveis estão listados na Tabela 3.1-8.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Table 3.1-7 Sumário das Despesas Anuais com O&M Fixo (US $000)			
Custo Fixo	Unidade 1	Unidade 2	Total
Trabalho			
Operação	4.013	3.281	7.291
Manutenção	2.815	2.134	5.630
Serviços Técnicos	579	152	731
Administração	542	0	542
Subtotal Trabalho	**7.949**	**5.569**	**13.518**
Manutenção de Rotina			
Subtotal	**2.074**	**2.074**	**4.148**
Outras Despesas			
Escritório e Administrativo	795	557	1,352
Bonus e Pagamento de Incentivos	795	557	1,352
Outros Pagamentos Fixos	**1.590**	**1.114**	**2.704**
Total Custos Fixos	**11.614**	**8.757**	**20.371**
Capacidade Líquida da Planta, kW	**360.000**	**360.000**	**720.000**
Custo Fixo por Unidade Geradora, US $/kW-yr	**32,26**	**24,33**	**28,29**

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Table 3.1-8 Sumário das Despesas Anuais com O&M Variável(US $000)			
Custo Variável	Unidade 1	Unidade 2	Total
Manutenção Forçada			
Turbina (por ano)	290	290	580
Caldeira (por ano)	291	291	582
Auxiliares (por ano)	357	357	714
Total de Manutenção Forçada (US$/MWh)	**937**	**937**	**1864**
Caldeira	152	152	304
Torre de Resfriamento	285	285	570
Água	213	213	426
Descarte de Cinzas	440	440	880
Desulfurização do Gás de Combustão	228	228	456
ESP	145	145	290
Total Custo Variável	**2.401**	**2.401**	**4.802**
Geração Líquida Anual (MWh)	**1.685.897**	**1.685.897**	**3.371.794**
Custo Variável Unitário ($/MWh)	**1,42**	**1,42**	**1,42**

É estimado que a unidade requererá uma parada grande uma vez todos os anos e uma paralisação de grande porte das turbinas de 6 semanas a cada 6 anos. Essas paralisações de grande porte resultam num fator de 4,8 por cento de paralisação anual média programada.

O plano de pessoal assume que um único operador da sala de controle irá operar uma unidade de uma sala de controle centralizado, assessorado por assistentes e operadores dos equipamentos da usina. Este arranjo de pessoal seria também duplicado para a Unidade 2, com a expectativa de que serão realizadas economias de escala pelo compartilhamento de alguns recursos comuns.

Depois que a primeira unidade estiver homologada, prevê-se que uma equipe de 109 funcionários irá operar e manter a instalação. Uma vez homologada a segunda unidade de 360 MW, o pessoal de ambas as unidades totalizará 193. A usina terá pessoal 24 horas por dia, com os operadores da usina trabalhando em cinco turnos para possibilitar ausências para treinamento, férias e enfermidades.

A equipe técnica deverá ter responsabilidade pela engenharia de projeto da usina, confiabilidade, química da água, e cumprimento ambiental. Uma equipe de segurança mínima estará disponível para ajudar a manter seguro o perímetro da usina, controlar saídas e entradas, responder a emergências, e lidar com controle de animais.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.1.9 Planos de Desenvolvimento Futuro

Uma segunda fase de desenvolvimento mestá planejada e incluirá outra unidade de 360 MW em Pecém. Similar da primeiras duas unidades, a terceira será de carvão pulverizado consistindo de um gerador de vapor subcrítico e correspondente turbina de vapor. É preferível que esta fase também use queimadores Low NOx e FGD (Dessulfurizador). A intenção é iniciar o processo ambiental em 2008 e ter a unidade operando comercialmente em 2013. O capital projetado para a expansão é de 2.035/kW. Está projetado que a energia gerada será vendida no mercado livre e no regulado.

3.1.10 Dados Financeiros

Premissas Técnicas

A primeira fase da usina esta prgramada para inicio de operação em Julho de 2011. A capacidade nominal da planta é de 720 MW, que corresponde a uma capacidade liquida descontando perdas e consumo interno de 668 MW. Black & Veatch consideram este valor em linha com as expectativas para uma planta com essa configuração.

O fator de disponibilidade anual de 90.1% é agressivo, porém viável, para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

A MPX forneceu à Black & Veatch premissas de taxas e encargos setoriais que são aplicáveis na comercialização de energia por parte de um gerador para uma comercializadora/distribuidora e para consumidores livres. Essas premissas estão nas tabelas 3.1-9 e 3.1-10. É importante ressaltar que este projeto é elegível ao beneficio da SUDENE, que possibilitará redução de imposto de renda de até 75%.

Despesas com combutível e utilização

Os cálculos da MPX para a planta são baseados em um consumo estimado de 246 toneladas de carvão por hora. Black & Veatch que esse dado é consistente com a estimativa de geração de energia, assumido poder calorífico e carvão de qualidade. O preço de carvão utilizado pela MPX em seus cálculos é US$ 79.46/ton.

Comercialização de Energia

A UTE MPX participou do último leilão A-5 de 16 de outubro de 2007 e vendeu um total de 615 MW de sua capacidade, garantindo uma receita fixa anual de R$ 417,4 milhões durante 15 anos. Com isso, um montante de aproximadamente 30 MW ficou disponível para comercialização no ambiente livre nos próximos anos.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.1-9 - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento
IRPJ + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido às características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".
(**) Este projeto é beneficiado pelo incentivo de redução de 75% do IRPJ (SUDENE).

Tabela 3.1-10 - Venda de Gerador para Consumidor Livre

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
ICMS	18% a 30% dependendo do estado	Faturamento (por dentro)
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS - incluindo ICMS) (*)
CPMF	0,38%	Faturamento (incluindo ICMS)
IRPJ (**) + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta (Sem ICMS)
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Para fins de cálculo de PIS/COFINS deve-se considerar apropriação de crédito sobre as aquisições de bens e serviços. Pode-se ainda considerar apropriação de crédito sobre a TUST, devido às características desse encargo, o qual é pago às empresas de transmissão de energia elétrica pelo "transporte da energia gerada até os clientes nas operações de venda".
(**) Este projeto é beneficiado pelo incentivo de redução de 75% do IRPJ (SUDENE).

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.2 UTE Termomaranhão

3.2.1 Visão Geral da Usina

A usina UTE Termomaranhão será uma instalação de carvão pulverizado, consistindo de um gerador de vapor subcrítico de 360 MW e turbina de vapor correspondente. O projeto está sendo desenvolvido em parceria equivalente por MPX e EDP, e está planejado para tornar-se comercialmente disponível em 2011. A energia produzida será gerada para o mercado regulado; A UTE Termomaranhão participou do leilão A-5 de 16 de oputubro de 2007.

Figura 3.2-1: UTE Termomaranhão

A instalação ficará localizada a 5 km do porto Brasileiro de Itaqui, no Estado do Maranhão. O local será numa área não desenvolvida que fica a cerca de 20 km de São Luís. A usina será construída num terreno de 500.000 metros quadrados pertencente ao Estado, sob uma concessão conferida pelo Estado do Maranhão. A Figura 3.2-1 ilustra a localização da instalação.

O carvão será fornecido da Colômbia e entregue do estoque no porto à usina através de um sistema transportador. A água para a torre de resfriamento será do mar.

A segunda

Uma segunda unidade, Fase II, está sendo planejada e que adiconará mais 360 MW no mesmo local. A intenção é ter esta segunda fase disponível para comercialização em 2013.

3.2.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

O estabelecimento Termomaranhão está localizado 5 km a sudeste do Porto de Itaqui, em terreno pertencente ao Estado, no Distrito Industrial de São Luís. O estabelecimento consistirá de 500.000 metros quadrados, limitado a leste pela BR 135, e a oeste pelo mar. Um ramal ferroviário existente corre dentro de 1 km do limite do estabelecimento; a BR 135 proporciona acesso rodoviário ao porto e a São Luís. Prevê-se que o Estado do Maranhão confira uma concessão para permitir a construção da estação geradora.

O Porto de Itaqui está estrategicamente localizado para receber carvão da África, da Austrália e da Colômbia. A Autoridade Portuária terá que investir numa instalação de descarga para receber o carvão para a usina.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Equipamentos Principais

A usina de Termomaranhão consistirá de um gerador de vapor subcrítico operado a carvão pulverizado e uma turbina de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o calor necessário para converter o suprimento de água de alta qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica através de um gerador elétrico. O vapor descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O vapor descarregado pela turbina de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP), e é passado através de uma turbina de vapor LP para capturar a energia remanescente. A Figura 3.1-2 na seção UTE MPX mostra um diagrama de bloco de fluxo de alto nível para uma usina de força operada a carvão típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

O projeto conceitual inclui um precipitador eletrostático para remover emissões de partículas dos gases da chaminé, e dessulfuração seca do gás de exaustão. A usina terá uma chaminé de 90 metros, e uma torre de resfriamento de tração mecânica, que utilizará água do mar para resfriamento.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas de força operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas de relativamente fácil operação e manutenção.

Suprimento de Combustível

O Porto de Itaqui é capaz de receber navios Panamax. Uma instalação para receber carvão será instalada para transferir o carvão de navios de embarque a uma esteira transportadora de 1.250 toneladas/hora. A esteira transportadora levará o carvão até a divisa da usina, para armazenamento e utilização. O armazenamento de carvão incluirá uma pilha ativa de 120.000 toneladas, uma pilha de reserva de 90.000 toneladas, um empilhador de 1.250 toneladas/hora, e um recuperador de 400 toneladas/hora. Um transportador de carvão de 5 km operando a 3 m/seg alimentará as tremonhas de carvão. A manipulação de carvão incluirá depósitos de carvão, moendas e alimentadores de carvão.

O diesel para acionar e alimentar o gerador da estação será entregue à usina por caminhão, e armazenado num reservatório de 600 m^3.

Água e Água Residual

A água bruta do mar será fornecida à usina através de uma linha de 5 km desde a área do porto, correndo em paralelo ao transportador de carvão. A água do mar quimicamente tratada será utilizada para a torre de resfriamento; a água para outras aplicações na estação, inclusive para caldeira, e para uso sanitário e potável, será dessalinizada através de um dessalinizador de osmose reversa. A água doce do sistema de dessalinização será armazenada num reservatório de água doce de 2.000 m^3. Um sistema de desmineralização de troca de íons, de 612 m^3/dia, consistindo de dois conjuntos com

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

100% de capacidade, cada um consistindo de um trocador de cátions, trocador de anions, desaerador e polidor de camadas mistas, irá remover as impurezas da água tratada. A água desmineralizada para caldeira será armazenada num reservatório de 1.500 m^3.

A descarga da caldeira, resíduo regenerador do desmineralizador, água refugada do dessalinizador, vazão das áreas de armazenamento de carvão e descarte de cinzas, e a água coletada em diversos drenos, será encaminhada para uma laguna de neutralização, antes de ser descarregada para o mar. Todos os fluxos sanitários serão direcionados para um tanque séptico.

Interconexão Elétrica

A usina conterá um gerador resfriado a hidrogênio, de 350 MW, que conectará ao pátio de manobras através do transformador progressivo do gerador. A voltagem do gerador será de 20kV, 60Hz, com um fator de potência de 0,85. A usina incluirá um transformador auxiliar e um transformador de partida/de prontidão.

3.2.3 EPC e Status do Projeto

O escopo de trabalho foi criado para solicitar ao contratado para ofertar o EPC do projeto. O cronograma de construção determina que o aviso para prosseguir (NTP) ocorrerá em 30 de setembro de 2007. MPX informou que a data alvo revisada para o NTP é o final de dezembro de 2007, e que a data alvo para operação comercial é abril de 2011.

O escopo de trabalho também estabelece marcos principais, e penalidades que seriam aplicadas a atrasos no atingimento desses marcos. O escopo de trabalho solicitou que os licitantes apresentassem um cronograma detalhado, com as etapas de trabalho planejadas, a ser concluído dentro de 48 meses.

Foi recebida uma proposta de INITEC Energia, em setembro de 2006, e uma de Mairengineering do Brasil, em abril de 2007. A MPX informou à Black & Veatch que a Mairengineering foi escolhida em outubro de 2007 como EPC contratado para desenvolver este projeto.

3.2.4 Venda de Energia

A energia gerada pelas instalações UTE Termomaranhão está planejada para ser vendida no mercado regulado brasileiro. A UTE Termomaranhão participou do leilão para a compra de energia das novas instalações A-5 em 16, outubro, 2007, vendendo 315 MW de venda anual de energia de US$ 110,3 milhões por 15 anos.

3.2.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

O local da UTE Telemaranhão está localizado a cerca de 5 km do Porto de Itaqui, dentro de um distrito industrial denominado Distrito Industrial de São Luís. MPX obteve uma opção para arrendar o local, se tiver sucesso no vindouro leilão de energia. O local é

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

atualmente ocupado por 70 famílias, que deverão ser relocadas e receber compensação pelo reassentamento.

As entregas de carvão serão levadas por transportador até a usina. Água do mar será retirada do porto e entregue através de tubulação, ao longo da linha de transportadores de carvão, até a usina, para resfriamento e dessalinizaçao para uso como água de processamento. Um circuito duplo de linha de transmissão de 230 kV ligará a usina a uma sub-estação localizada a cerca de 24 km da usina.

Licenças e Aprovações Ambientais

Uma Licença Prévia (LP) Nº 043/2007 foi emitida pela Agência Ambiental do Estado do Maranhão (SEMA ou Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais) em 21 de março de 2007, mediante a submissão de um relatório de avaliação ambiental simplificado. Uma EIA e RIMA estão sendo atualmente preparadas, segundo a solicitação do Procurador local, para uma regularização do processo. Esses documentos, juntamente com um Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP) serão completados e submetidos, juntamente com uma Certificação do Município de São Luís, ao SEMA, em outubro de 2007, para análise e emissão de uma Licença de Instalação (LI). Logo depois, uma permissão para Retirada de Água será obtida da Agência Nacional de Águas (ANA ou Agência Nacional de Águas) para retirada de água do mar, e uma Autorização de Desmatamento será obtida de SEMA, a emissão dessas licenças autorizará o início da construção da usina. A emissão dessas permissões está previsto ocorrer dentro de 2 meses da apresentação da solicitação; a construção da planta então será autorizada.

Projeto e Desempenho Ambiental

A Usina Termomaranhão foi projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. Ambos, a agência ambiental federal brasileira CONAMA e o Banco Mundial estabeleceram padrões e diretrizes para emissões por chaminé de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM). O Banco Mundial também estabeleceu diretrizes para emissões de óxido de nitrogênio (NO_x) de novas usinas térmicas de combustível sólido (carvão), que são reguladas pelas agências estatais no Brasil.

A fim de manter conformidade com os padrões de emissões de CONAMA, aplicáveis, o projeto será equipado com queimadores de baixo NO_x e um precipitador eletrostático para remover 99,95% de PM do gás de escape da chaminé. As emissões de SO_2 poderão ser limitadas através do uso e mistura de carvão com baixo teor de enxofre. No entanto, o desenho do projeto está reservando espaço para a possível instalação de um sistema de dessulfuração úmida de gás de exaustão (FGD), para redução e remoção de SO_2 do gás de escape, se e quando for necessário no futuro. Todos esses sistemas de controle de poluição proporcionam tecnologia apropriada e comprovada para conseguir e manter a conformidade com os padrões de emissão por chaminé aplicáveis. A Tabela 3.2-1 apresenta os padrões aplicáveis e as emissões previstas para a usina Termomaranhão.

As águas residuais da usina, provenientes de drenos no piso ao redor de transformadores, áreas de estacionamento e oficina, serão direcionadas para separadores óleo/água e depois para uma bacia de neutralização, que também coletará e tratará

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

efluentes das lavagens de diversos equipamentos, da laguna de vazão da pilha de carvão e do sistema de secagem de lama. Os efluentes da bacia serão coletados num poço de controle, para teste antes da descarga, a fim de assegurar que todos os limites aplicáveis, estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 20/1986, sejam cumpridos antes de descarregar para o Oceano Atlântico ou para uma área de mangue próxima.

Os efluentes que não atenderem esses padrões recirculados para a bacia ou para um purificador, para tratamento adicional através de dosagem química. Todos os fluxos sanitários serão encaminhados para um tanque séptico. Uma comparação entre os limites de efluentes líquidos do Banco Mundial e de CONAMA do Brasil, é apresentada abaixo, na Tabela 3.1-2.

Subprodutos de resíduos sólidos da combustão incluirão cinza em suspensão, cinza depositada e sólidos do filtro de gás. Estima-se que 432 toneladas de cinza por dia serão geradas através da operação contínua da usina. Esses subprodutos da combustão de carvão poderão ser reutilizados beneficamente para estabilização, reenchimento de mina, produção de cimento e cultivo agrícola.

Os dessulfurizadores de ar poderão produzir gesso adequado para uso na fabricação de painéis de parede. Todos os subprodutos de combustão que não forem vendidos para reutilização benéfica, serão descartados ou num aterro de resíduos industriais nas proximidades (caso disponível) ou num aterro no local, a ser projetado e autorizado em separado, no futuro.

Não se prevê que as emissões de ruído da usina apresentem quaisquer problemas ou gerem quaisquer reclamações. Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não irão ultrapassar 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzem altos níveis de ruído ficarão situados dentro de invólucros acústicos, ou localizados de forma a minimizar as emissões de ruído fora do local. A Tabela 3.1-3 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.2-1
Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	Brasil[1]	Banco Mundial [2]	Emissões Previstas [3]	Equipamentos de Controle [3]
Matéria de partículas (PM)	800 g/MMkcal (carvão & óleo)	50 mg/Nm^3 (todos os combustíveis)	50 mg/Nm^3 (carvão e óleo)	ESP
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2.000 g/MMkcal (carvão & óleo combustível)	2.000 mg/Nm^3 70 tpd para 350 MW (todos os combustíveis)	400 mg/Nm^3 (carvão) <1,800 mg/Nm^3 (óleo combustível)	Espaço reservado para futura FGD úmida
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	N/A	750 mg/Nm^3 or 365 ppm (carvão)	500 mg/Nm^3 <300 mg/Nm^3	Queimadores de baixo NO_x

[1] Resolução CONAMA Nº 8 de 6 de dezembro de 1990.
[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999):
Nm^3 é medido a 0ºC e 1 atm (101,3 quilo Pascais ou 760 mm Hg).
Total de emissões de massa são em toneladas métricas por dia (tpd).
Todos os níveis de emissão máxima deverão ser alcançados pelo menos 95 por cento do tempo em que a usina ou unidade estiver operando, média calculada anualmente.
[3] Valores de Desempenho e Garantia baseados em gás seco, condições normais, e 6 por cento de teor de O_2.

Compromissos de Mitigação e Monitoramento

A compensação ambiental monetária é tipicamente determinada com base numa porcentagem do total de despesas de capital do projeto, que pode variar, dependendo do valor e extensão dos impactos ambientais do projeto. A nível federal, a Resolução CONAMA 379 de 5 de abril de 2006 atualmente prevê uma compensação ambiental monetária não superior a 0,5% para todos os tipos de atividade, entretanto, uma nova resolução federal está sendo considerada, que estabeleceria uma faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital para essa compensação. SEMA poderá estabelecer diferentes critérios de compensação, e, finalmente, o valor da compensação monetária deverá ser negociado com SEMA e ser pago, entre a data de emissão da LP e da LI, para um fundo administrado por SEMA para promover projetos ambientais no Estado do Maranhão.

Adicionalmente à compensação monetária, Requisitos de mitigação e monitoramento serão tipicamente exigidos como condição para a emissão da LI. Essas medidas e práticas de mitigação, para minimizar ou evitar que impactos significativos decorram da construção do projeto e das atividades de operação, estão discriminadas na EIA, e serão mais especificamente descritas no BEAP que está sendo preparado. A implementação dessas

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

medidas deverão permitir com sucesso o gerenciamento e minimização dos impactos mabientais.

Medidas mitigadoras listadas no EIA inluem a minimização da erosão do solo durante a construção com a instalação de barreiras para reduzir a velocidade das descargas das drenagens, inspeções periódicas das barereiras e reflorestamento de áreas abertas; preservção das vegetações, coleção de sementes e cortando para replantio; preservação da flora e fauna e relocação de animais; determinação da qualidade da água no mangue; treinamento dos trabalhadores no controle e mitigação das perdas ambientais; e estabelecer um continuo e interativo canal de comunicação entre a compnhia e a comunidade diretamente ou indiretamente afetada pelas atividades de construção. Medidas de monitoração incluindo testes na chaminé que determine a concentração de SO2, material particulado (MP), e NOx na emissão da caldeira; amostragem mensal da qualidade do ar ambiente de particulados em suspensão em um período de 24 horas separadas em 4 locações dentro da planta; amostragem de efluentes líquidos para todos os constituintes e paramentros na Resolução CONAMA 357de 2005; e monitoramento do indicador bio-espécies (terrestres e aquáticas sensíveis a lateração da qualidade ambiental) no e entorno da usina dentro do primeiro ano de operação.

Essas medidas poderão incluir pesquisas arqueológicas, relocação e restauração de flora e fauna, instalação de um sistema de monitoramento contínuo de emissões para rastrear emissões de SO_2, PM e NO_x, monitoração dos efluentes líquidos que estão sendo descarregados, bem como amostragem e análise periódica da vazão de água de chuva coletada.

3.2.6 Acordos do Projeto

Suprimento de Carvão

Em 31 de janeiro de 2007, Glencore International AG expressou sua intenção de disponibilizar e suprir até 1.100.000 toneladas/ano de carvão energético importado, para a instalação UTE Termomaranhão, através de uma carta a EPE. O suprimento de carvão está sujeito a Diferencial Energia Empreendimento e Participações Ltda. (Diferencial Energia) tornar-se um licitante vitorioso no leilão de 2007, e que as duas companhias possam ajustar os termos materiais do acordo de suprimento de carvão subjacente. Diferencial Energia foi o desenvolvedor original da usina e transferiu as suas ações para a MPX em 2007.

Protocolo de Intenção do Porto de Itaqui

Em 25 de maio de 2007, a Empresa Maranhense de Administração Portuária (EMAP) e Diferencial Energia assinaram um protocolo de intenção, para definir as condições e compromissos básicos entre as partes, para a operação de descarga de navios, transporte de carvão mineral, e fornecimento de 2,5 milhões de 1/h de água salgada, no Porto de Itaqui. O protocolo inclui a intenção de arrendamento da área próxima ao Porto, por 25 anos, para a construção de uma estrutura de captação de água e sistemas de transporte de carvão.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.2.7 Investimento

A Black & Veatch foi informada pela MPX que, em resposta ao documento de escopo de trabalho, uma proposta de engenharia, apropriamento e construção (EPC) foi apresentado pela Maireengineering do Brasil apresentando um preço inicial de US$ 1.668/kW. O preço inicial é exclusive os custos do Proprietário. Assumindo um custo de proprietário de US$ 318/kW, o investimento total requerido para o projeto seria de US$ 1.986/kW ou, US$ 1.715 milhões para uma instalação de 360 MW. Além disso a Termomaranhão é muito similar a uma das unidades da UTE MPX, a expectativa toal de custo da UTE MPX é aproximadamente menor em US$/kW porque maiores instalações toman vantagem de alguns fatores econômicos de escala.

A MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2007 e continuará até 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentado na table 3.2-2

Tabel 3.2-2
UTE MPX Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentage do investimento total)

2007	2008	2009	2010	2011
10,0%	14,6%	53,5%	15,7%	6,2%

3.2.8 Despesas Operacionais

As despesas operacionais estimadas para a usina Termomaranhão 360 MW foram derivadas de avaliações mais detalhadas para projetos similares. Essas estimativas basearam-se numa combinação de recomendações do vendedor, dados de desempenho de unidades em serviço existentes, e requisitos de pessoal de usinas comparáveis. A produção anual de energia na usina não é uma função exclusiva da capacidade de operação contínua do gerador, mas também está relacionada com a confiabilidade e disponibilidade da mesma, da capacidade requerida dos auxiliares e do nível de despacho. Para este estudo, foi assumido que a usina será despachada na sua carga plena mesma que não esteja disponível.

A Black & Veatch assumiu diversas premissas sobre a necessidade de potência do sistema da planta líquida e a necessidade de manutenção deste sistema. Estas premissas estão delineadas na Tabela 3.2-3.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.2-3 Premissas de Desempenho na Fase 1 da Unidade	
Fator de Paralisação Forçada, porcentagem	3,0
Duração da Paralisação das Caldeiras, semanas	3
Freqüência de Paralisação das Caldeiras, anos/paralisação	1,5
Duração de Paralisação das Turbinas, semanas	6
Freqüência de Paralisação das Turbinas, anos/paralisação	6
Fator de Paralisações Programadas (porcentagem por ano)	4,8
Geração Líquida Efetiva (anual), MWh	1.685.897
Fator de Disponibilidade, porcentagem	92,2
Fator de Serviços, porcentagem	92,2
Consumo de Energia Auxiliar, porcentagem	6,9
Fator de Capacidade Líquida, porcentagem	55

Espera-se que a usina exija uma paralisação das caldeiras de 3 semanas pelo menos uma vez em anos alternados, e uma paralisação de grande porte das turbinas de 6 semanas a cada 6 anos. A maior duração da paralisação das turbinas permitirá também maiores reparos das caldeiras e demais equipamentos da usina, caso necessários. Essas paralisações de grande porte resultam num fator de 4,8 por cento de paralisação anual média programada. Os outros propulsores importantes para determinação da produção anual média são o fator de paralisação forçada e o fator de produção bruta. A combinação dos fatores acima resulta num fator de capacidade anual média de 85 por cento durante a vida da usina.

O plano de pessoal assume um único operador da sala de controle, assessorado por assistentes e operadores dos equipamentos da usina. Prevê-se que uma equipe de 109 empregados opere e faça a manutenção da usina. A usina terá pessoal trabalhando 24 horas por dia, com o operador trabalhando em cinco turnos para possibilitar ausências para treinamento, férias e doença.

A equipe técnica deverá ter responsabilidade pela engenharia de projeto da usina, confiabilidade, química da água, e cumprimento ambiental. Uma equipe de segurança mínima estará disponível para ajudar a manter seguro o perímetro da usina, controlar saídas e entradas, responder a emergências, e lidar com controle de animais.

Os custos fixos são expressos em dólares por unidade de capacidade por ano (US$/KW-ano). Custos fixos são despesas que permanecem constantes e não variam com a geração de produção da usina. A projeção de custos para este estudo abrange os salários do pessoal da usina, treinamento, computadores, e manutenção fixa. O sumário de custos fixos esta discriminado na Tabela 3.2-4.

Os elementos de maior porte de despesas variáveis exclusive combustíveis, inclui revisão geral, manutenção e itens de consumo, tais como água, produtos químicos e

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

solventes. Pessoal e equipamentos adicionais para manutenção estarão disponíveis através de terceirização, ou contratando terceiros prestadores de serviços. Os custos variáveis exclusive combustíveis estão discriminados na Tabela 3.2-5.

3.2.9 Planos de Desenvolvimento Futuro

Uma segunda fase de desenvolvimento está planejada e incluirá outra unidade de 360 MW no local existente perto do Porto de Itaqui. Similar com a primeira unidade, a tsegunda será de carvão pulverizado consistindo de um gerador de vapor subcrítico e correspondente turbina de vapor. É preferível que esta fase também use queimadores Low NOx e FGD (Dessulfurizador). A intenção é iniciar o processo ambiental em 2008 e ter a unidade operando comercialmente em 2013. O capital projetado para a expansão é de 2.035/kW. Está projetado que a energia gerada será vendida no mercado livre e no regulado.

Tabela 3.2-4
Sumário de Despesas O&M Fixas Anuais

Custos Fixos	US$ 000
Mão de Obra	
Operações	4.013
Manutenção	2.815
Serviço Técnico	579
Administração	542
Subtotal de Mão de Obra	**7.949**
Manutenção de Rotina	
Subtotal	**2.074**
Outras Despesas	
Administrativas e de Escritório	795
Pagamento de Incentivos e Bonificações	795
Subtotal de Outras Despesas Fixas	**1.590**
Total de Custos Fixos	**11.614**
Capacidade Líquida da Usina, KW	**360.000**
Custos Fixos por Unidade de Capacidade Liquida, US$/kW-ano	**32,26**

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.2-5 Sumário de Despesas O&M Variáveis Anuais	
Custos Variáveis	
Manutenção em Paralisações	
Turbinas (por ano)	290
Caldeiras (por ano)	291
Auxiliares (por ano)	357
Subtotal de Manutenção em Paralisações, Por Ano	**937**
Caldeira	152
Torre de Resfriamento	285
Água	213
Descarte de Cinzas	440
Dessulfuração de Gás de Combustão	228
ESP	145
Total de Custos Variáveis	**2.401**
Geração Líquida Anual (MWh)	**1.685.897**
Custos Variáveis por Unidade de Produção ($/MWh)	**1,42**

3.2.10 Dados Financeiros

Premissas Técnicas

A primeira fase da usina esta prgramada para inicio de operação em Julho de 2011. A capacidade nominal da planta é de 360 MW, que corresponde a uma capacidade liquida descontando perdas e consumo interno de 334 MW. Black & Veatch consideram este valor em linha com as expectativas para uma planta com essa configuração.

O fator de disponibilidade anual de 92,2% é agressivo, porém viável, para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

A MPX forneceu à Black & Veatch premissas de taxas e encargos setoriais que são aplicáveis na comercialização de energia por parte de um gerador para uma comercializadora/distribuidora e para consumidores livres. Essas premissas estão nas tabelas 3.1-9 e 3.1-10. É importante ressaltar que este projeto é elegível ao beneficio da SUDENE, que possibilitará redução de imposto de renda de até 75%.

Despesas com combutível e utilização

Os cálculos da MPX para a planta são baseados em um consumo estimado de 123 toneladas de carvão por hora. Black & Veatch que esse dado é consistente com a estimativa

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

de geração de energia, assumido poder calorífico e carvão de qualidade. O preço de carvão utilizado pela MPX em seus cálculos é US$ 72.30/ton.

Comercialização de Energia

A UTE MPX participou do último leilão A-5 de 16 de outubro de 2007 e vendeu um total de 315 MW de sua capacidade, garantindo uma receita fixa anual de R$ 220,8 milhões durante 15 anos. Com isso, um montante de aproximadamente 10 MW ficou disponível para comercialização no ambiente livre nos próximos anos.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.3 UTE Serra do Navio

3.3.1 Descrição Geral da Usina

A usina UTE Serra do Navio proposta será uma instalação de geração de energia, operada a diesel, consistindo de doze motores diesel de 1.940 kW, totalizando 23,3 MW. O projeto está em construção e previsto para iniciar operação comercial por volta de novembro de 2007. O projeto está sendo desenvolvido em parceria de MPX (51%) e Eletronorte (49%). A energia produzida será entregue à companhia distribuidora local, a Companhia Elétrica do Amapá (CEA).

A instalação está localizada na cidade de Serra do Navio, a cerca de 200 km de Macapá, a capital do Estado do Amapá. O local tem aproximadamente 9.000 metros quadrados. O diesel para a usina será fornecido por Petrobras Distribuidora S.A., localizada no porto de Santana. A figura ao lado ilustra o local em que a planta será instalada.

Figura 2.3-1: UTE Serra do Navio

3.3.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

A instalação UTE Serra do Navio ficará localizada na cidade de Serra do Navio, a cerca de 200 km de Macapá, a capital do Estado do Amapá. O local é adjacente à BR-210 e a uma ferrovia que liga a capital do Estado à cidade. O local está situado próximo a uma linha de transmissão de 69kV, que fornece energia à mina MPBA. A usina incluirá um prédio administrativo, sala de controle, tratamento de água, armazenamento e sistemas de distribuição, e um sistema de proteção contra incêndios.

Equipamentos Principais

O equipamento principal de geração consiste de 12 motores MAN operados a diesel. Os motores são de quatro cursos, injeção direta de combustível, turbo-carregados e inter-resfriados. Estão projetados para queimar diesel de baixo enxofre, porém estão projetados para também queimar óleo combustível pesado, caso necessário. Com pequenos ajustes, os motores também teriam a capacidade de queimar gás natural. Os motores são de modelo numero 9L28/32H, de baixa velocidade (720 rpm). Os respectivos geradores são de tipo sincrônico, trifásico, sem coletor, pólo saliente. A Tabela 3.3-1 ilustra alguns dos parâmetros de projeto dos motores.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.3-1 MAN 9L28/32H Diesel Especificações de Desempenho	
Velocidade (r/min)	720
Freqüência (Hz)	60
Gerador kW	1.800
Taxa de Aquecimento (kJ/kWh)	8.518

Uma vista geral básica, e um diagrama de bloco da usina de energia a diesel, em Serra do Navio, estão ilustrados na Figura 3.3-2.

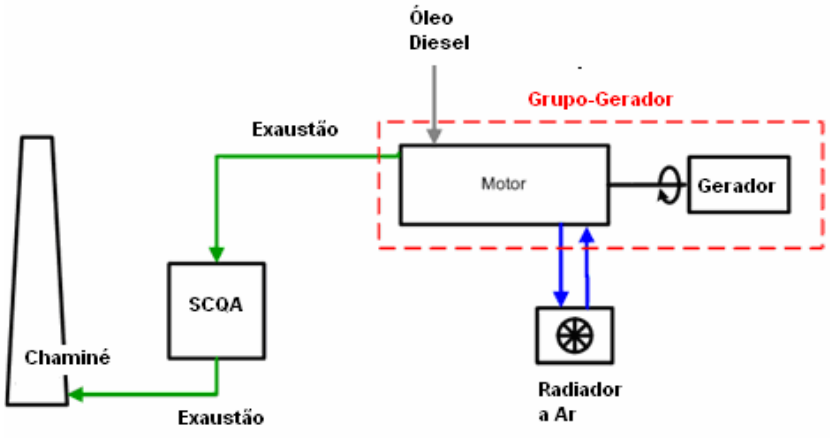


Figura 3.3-2
Diagrama do Fluxo da Usina de Energia a Diesel

A instalação será equipada com os seguintes sistemas auxiliares:

- **Sistema de Óleo Combustível** - a função principal do sistema de combustível é fornecer ao motor o fluxo e pressão corretos de combustível, e proporcionar o nível correto de pureza.
- **Sistema de Óleo Lubrificante** - o sistema de óleo lubrificante proporciona a lubrificação necessária para todas as partes móveis da usina.
- **Sistema de Ar Comprimido** - ar comprimido é utilizado para acionamento dos motores, controle e instrumentar o ar.
- **Sistema de Suprimento de Água** - a água bruta para a usina será água de poço. A água será tratada para uso na usina ou para beber.
- **Sistema de Água de Resfriamento** - a tarefa principal do sistema de resfriamento é proporcionar resfriamento adequado dos componentes críticos dos motores, bem como resfriar o óleo lubrificante, os compressores de ar, etc.
- **Sistema de Proteção contra Incêndio** - a usina será equipada com dois sistemas independentes de proteção contra incêndio.
- **Sistema de Coleta de Óleo** - o óleo efluente de várias áreas da usina será coletado e encaminhado para um tanque de recebimento fechado, para tratamento ou descarte.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Suprimento de Combustível

O combustível usado nos geradores é óleo diesel, e será fornecido através de vagões ferroviários da linha que liga a cidade de Serra do Navio à capital do Estado do Amapá. O combustível será fornecido por Petrobras Distribuidora S.A., localizada no Porto de Santana. O sistema de óleo combustível inclui um sistema de recebimento de óleo com três bombas de óleo, dois tanques de armazenamento de combustível de 495 m^3 cada, um sistema de transferência de óleo, um tanque de combustível diário de 150 m^3, e sistemas de medição de óleo combustível.

Água e Água Residual

A água bruta será fornecida para resfriamento dos equipamentos e água para serviço da usina, através de poços que ficarão localizados dentro das divisas do local. A água bruta será tratada em sistemas separados, para uso como água de resfriamento e para água potável. As águas residuais da usina serão tratadas através de separadores óleo/água e uma bacia de equalização, antes de serem encaminhadas para um tanque de armazenamento e transporte periódico, por caminhão, para tratamento em Macapá. Um sistema de esgoto sanitário coletará toda a água efluente da usina.

Interconexão Elétrica

A conexão de UTE Serra do Navio com a rede de distribuição será feita através de dois transformadores progressivos de geração de 13,8/69kV 16MVA ligando a uma sub-estação localizada dentro da instalação. A conexão com a rede CEA será feita em 69kV.

3.3.3 EPC e Status do Projeto

O contrato EPC para o estabelecimento de Serra do Navio foi conferido a Engevix, e o processo de construção começou com o trabalho de preparação do local, realizado no fim de agosto. A Figura 3.3-2 mostra uma foto das obras civis em andamento na semana de 20 de agosto.

Os motores MAN e os equipamentos auxiliares estão sendo transportados para o local. A Figura 3.3-3 mostra uma foto, tirada no fim de agosto, dos motores numa doca, na Coréia. A data de sincronização inicial para o primeiro conjunto de seis motores está prevista para ocorrer em novembro de 2007. A sincronização do segundo conjunto de motores está prevista para ser iniciada em dezembro de 2007. O cronograma fornecido por Engevix projeta a data de conclusão para o início de fevereiro de 2008.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Figura 3.3-2
Preparação do Local em Serra do Navio

Figura 3.3-3
Motores MAN, para Serra do Navio, em Trânsito

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.3.4 Venda de Energia

A Amapari Energy S.A., o consórcio entre MPX e Eletronorte, firmou um Contrato de Fornecimento de Energia com a Companhia Elétrica do Amapá (CEA). O prazo do contrato é de 1º de outubro de 2007 até 31 de dezembro de 2012, e é para a entrega de 21,0 MW de carga básica de energia para CEA.

CEA pagará uma taxa contratual mensal de energia de R$ 73,00/kW-mês, mais encargos de energia para a energia entregue. CEA pagará um encargo O&M de R$ 23,65/MWh, e um encargo de combustível de R$ 62,45/MWh. Os encargos de energia serão ajustados anualmente com base no índice ICPA.

Amapari Energy S.A. será penalizada quando sua disponibilidade for menos de 90%, de acordo com os cálculos detalhados no acordo. O valor total do contrato está estimado em R$ 168.640.920 durante a vigência do contrato.

3.3.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

A usina de energia Serra do Navio está localizada numa área industrial dentro do município de Serra do Navio, cerca de 200 km a noroeste de Macapá, no Estado do Amapá. O terreno de 9.000 metros quadrados está localizado adjacente à rodovia BR-210, a uma ferrovia, e a uma linha de transmissão de 69 kV. As entregas de diesel serão através de vagões-tanque ferroviários e caminhões ao longo da BR-210. A água será obtida de poços de águas freáticas.

O local era anteriormente não desenvolvido e desabitado e assim sendo, não foi necessário relocar ou reassentar ocupantes. Não existem mudanças de ar degradado ou áreas ecológicas sensíveis, nas proximidades, que seriam impactadas por este projeto.

Licenças e Aprovações Ambientais

Uma Licença de Instalação (LI) Nº 0034/2007 foi emitida pela Secretaria de Estado para o Meio Ambiente do Amapá (SEMA), em 4 de julho de 2007, confirmando que todos os requisitos de licenciamento ambiental foram satisfeitos, e autorizando MPX Mineração e Energia Ltda. a construir a usina termoelétrica proposta em Serra do Navio. SEMA emitiu também uma Autorização de Desmatamento (Permissão da Administração Florestal) Nº 0012/2007, em 4 de julho de 2007. As autorizações adicionais a serem obtidas incluem uma permissão de Retirada de Água, da Agência Nacional de Águas (ANA ou Agência Nacional de Águas), para a retirada de águas freáticas, e certificação do Município de Serra do Navio.

Projeto e Desempenho Ambiental

A usina de Serra do Navio foi projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. Tanto a agência ambiental federal brasileira, CONAMA, como a International Finance Corporation (IFC), estabeleceram padrões e diretrizes, para emissões, por chaminé, de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM) de usinas operadas por motores. IFC estabeleceu também diretrizes para emissão de óxidos de

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

nitrogênio (NO_x) de pequenas instalações de combustão com capacidade de entrada de aquecimento entre 3 e 50 MWh, De acordo com a LI, e para manter conformidade com estes padrões de emissão aplicáveis, de IFC e CONAMA, o projeto utilizará nova tecnologia que reduz o impacto ambiental do diesel com um nível ultra baixo de chumbo, filtros que purificam a fuligem, e um sistema de controle 'on-line' para controlar as emissões de NO_x. A Tabela 3.3-2 apresenta os padrões aplicáveis, e as emissões previstas, para a usina MPX Serra do Navio.

Drenos e calhas na área de descarga de óleo combustível e ao redor das bombas, tanques de armazenamento e áreas de contenção, encaminharão quaisquer possíveis vazamentos e derramamentos a separadores de óleo/água, para coleta e tratamento. A água residual da usina será tratada através de separadores de óleo/água e uma bacia de equalização, antes de ser encaminhada para um tanque de armazenamento, para transporte periódico, por caminhão, até Macapá, para tratamento.

Resíduos e resíduos sólidos das operações incluirão óleo, filtros de óleo, filtros de ar, trapos, baterias, lâmpadas, papel, papelão e recipientes de plástico. Os resíduos que não puderem ser reciclados serão armazenados em recipientes apropriados, no local, até que sejam retirados por caminhão do local para serem incinerados. Não serão gerados na usina quaisquer resíduos perigosos.

Tabela 3.3-2
Emissões de Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	Brasil[(1)]	International Finance Corporation[(2)]	Emissões Previstas[(3)]	Equipamentos de Controle[(3)]
Matéria de partículas (PM)	250 mg/Nm^3 (3% O_2)	50 mg/Nm^3	12 mg/Nm^3	Filtros
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2700 mg/Nm^3 (3% O_2)	1,5% teor de enxofre do combustível	0,187 a 0,320 g/kWh	
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	1000 mg/Nm^3 (3% O_2)	200 mg/Nm^3 ignição por faísca 400 mg/Nm^3 combustível duplo 1.600 mg/Nm^3 ignição por compressão	2.054 mg/Nm^3	Sistema de controle na-linha

(1) Resolução CONAMA Nº 382 Anexo I, 26 de dezembro de 2006.
(2) Diretrizes Gerais Ambientais, de Saúde e Segurança: Emissões no Ar e Qualidade do Ar Ambiente, International Finance Corporation, 30 de abril de 2007.
(3) Eco Avaliação de Impacto Ambiental TUMUCUMAQUE.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Não se espera que as emissões de ruído da usina venham a apresentar quaisquer problemas ou gerar quaisquer reclamações. Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não ultrapassarão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. O paisagismo ao redor da usina proporcionará amortecimento das emissões de ruídos ambientes. A Tabela 3.3-2 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Mitigação e Monitoramento

Medidas e práticas de mitigação minimizarão ou evitarão impactos significativos decorrentes da construção do projeto e das atividades de operação estão listadas no RAS subimetido a SEMA. Os impactos da construção serão temporários, e poderão ser minimizados através da implementação das práticas de gestão apropriadas. MPX trabalhará em conjunto com o Instituto Histórico Nacional de História Artística (IPHAN) e com o Instituto de Pesquisa Científica e Tecnológica do Amapá (IEPA) para assegurar que quaisquer potenciais recursos arqueológicos descobertos durante a construção sejam propriamente documentados e preservados.

As atividades de monitoramento operacional incluirão, sem limitação, amostragens periódicas (diárias e semanais) de SO_2, PM, CO, CO_2 e NO_x na chaminé de descarga; amostragem e análise de efluentes líquidos para pH, cor, turbidez, BOD, óleo e graxa, cromo, cádmio, cobre, chumbo e zinco; e monitoramento mensal dos níveis de ruído. O ruído será monitorado mensalmente e serão proporcionados exames de audição para os empregados.

EIA estima investimentos totais de R$ 40.000.000 (quarenta milhões de reais). Embora a Resolução CONAMA Nº 371, de 5 de abril de 2006, fixe o valor da compensação ambiental em 0,5% do empreendimento, MPX ofereceu R$ 800.000, equivalente a 2% do custo do empreendimento, como compensação ambiental para o projeto Serra do Navio.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.3-2
Padrões de Ruído

Local	Brasil	Banco Mundial
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	O pessoal deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.

(1) Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente.
Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas.
Medido 2 metros além dos limites da propriedade.
(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto.

3.3.6 Acordos do Projeto

Acordo de Combustível

A Black & Veatch analisou o acordo de venda de combustível (CPCVM) entre Petrobras Distribuidora S.A. (Petrobras) e Amapari Energia. Nesse acordo a Petrobras promete vender, e Amapari Energia se compromete a comprar uma quantidade mínima de 3.600 m^3 de óleo diesel por mês durante o período de 60 meses, a partir de 1º de janeiro de 2008 até 31 de dezembro de 2012. Este acordo inclui também o período de teste, que começa em 1º de novembro de 2007, e provisões para a renovação automática, caso nenhuma das partes declarar seu desejo em contrário. Em paralelo ao CPCVM há outro contrato para o arrendamento dos equipamentos necessários para levar avante o CPCVM e um contrato estabelecendo os procedimentos para pagamento e as garantias.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.3.7 Investimento

A Black & Veatch analisou a proposta EPC de Engevix e Amapari Energia, que descreveu um orçamento inicial de US$ 1.220/kW. Esta estimativa de custo é exclusive os custos do Proprietário. Assumindo os custos do Proprietário de US$ 53,00/kW, os requisitos totais de capital para o projeto seriam de US$1.273/kW ou US$ 29,6 milhões para uma instalação de 23,28 MW. É opinião de Black & Veatch que esses custos são razoáveis e previstos para uma instalação geradora de energia deste tipo.

3.3.8 Despesas Operacionais

Os custos de O&M fixos da usina Serra do Navio de 23 MW de geração de energia a diesel está baseda na combinação de experiência com equipamentos de combustão interna a diesel do banco de dados da Black & Veatch. O&M fixo inclui salários, benefícios, bônus e fornecimento de equipamentos de escritório. È estimado que o O&M fixo de custos extra-combustíveis será em torno de US$18,91/kW-ano. A quantidade de 7 pessoas é esperado para manter e operar a planta em carga base.

O O&M variável extra-combustível inclui os custos de operação associado a reposição de partes, consumíveis e despesas para o menor e maior manutenção geral. Consumíveis são filtros de óleo, filtros de ar, velas de ignição, gaxetas e outras utilidades tais como anéis de pistão. As manutenções gerais são previstas ocorrer depois de 30.000 horas de operação. Até alcançar a manutenção geral, prioridade deve ser dada para os serviços de inspeção geral que ocorre entre 500 a 2.000 horas. Essas inspeções são realizadas para repor óleo do motor e filtros, líquidos refrigerantes, e velas de ignição. O custo de O&M variável extra-combustível está estimado em US$ 2,15/MWh.

3.3.9 Dados Financeiros

Premissas Técnicas

A usina entrará em operação comercial em Janeiro de 2008. A planta terá uma capacidade nominal de 23MW que descontados consumo interno e perdas se traduz em uma capacidade liquida de 22MW. A Black & Veatch acha esses valores em linha para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

A MPX forneceu à Black & Veatch premissas de taxas e encargos setoriais que são aplicáveis na comercialização de energia por parte de um gerador para uma comercializadora/distribuidora essa premissa esta descrita na tabela 3.3-3.

Despesas com combutível e utilização

Os cálculos da MPX para a planta são baseados em um consumo estimado de 250 litros/MWh como sendo a taxa de consumo da planta. A Black & Veatch acredita que a premissa adotada esta consistente com o tipo de combuustível e a configuração de máquinas adotadas. O preço do combustível utilizado pela MPX é de US$1,20/litro.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Comercialização de Energia

A UTE Serra do Navio tem toda sua capacidade de geração contratada pela CEA. O contrato é estruturado como um contrato de capacidade, onde a CEA paga um preço fixo pela capacidade instalada e um preço varivável pela energia produzida. O preço fixo é US$ 36,5/kW-mês e o preço variável é de US$ 43,05/MWh.

Tabela 3.3-3 - Venda de Gerador para Consumidor Livre

Imposto / Encargo	**Alíquota**	**Base**
PIS/COFINS (*)	3,25%	Lucro bruto
CPMF	0,38%	Faturamento
IRPJ + CS (*)	25% + 9%	A base do IRPJ é 8% da receita bruta no ano enquanto que a base de cálculo da CS é 12% do Lucro Bruto da usina
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

(*) Utilização de lucro presumido para cálculo de IRPJ.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.4 Termopantanal Brasil

3.4.1 Vista Geral da Usina

A usina UTE Termopantanal Brasil será uma turbina a gás de ciclo simples, de 44 MW. Localizada na Cidade de Corumbá, no Estado de Mato Grosso do Sul, a usina será desenvolvida em parceria com CRE, a Companhia de Distribuição de Energia boliviana. CRE terá a propriedade de 33,3 por cento do empreendimento. A operação comercial está programada para começar em 2011, produzindo energia para o mercado livre A figura ao lado ilusta a localização da usina.

A usina será alimentada com gás natural, segundo os termos de um acordo de suprimento durante o prazo de 15 anos com Yacimientos Periferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Figura 3.4-1: UTE Termopantanal Brasil

3.4.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

A UTE Termopantanal Brasil estará localizada entre Corumbá e a Cidade de Ladario, no Estado de Mato Grosso do Sul, cerca de 8 km a leste da fronteira boliviana. O local é limitado ao norte pela Av. Rio Branco, e a leste pela Av, José Orcir Miranda dos Santos, que separa o local de uma usina de cimento existente. O Rio Paraguai fica 700 metros ao norte do local. Uma sub-estação está localizada a menos de 1,5 km ao sul do local.

Equipamentos Principais

A UTE Termopantanal consistirá de um gerador e turbina de combustão, aero-derivativa, General Electric LM 6000, incluindo um sistema de entrada de ar, tratamento e injeção de gás combustível, e todos os equipamentos auxiliares para constituir um sistema completo de geração. A turbina de combustão estará equipada com queimadores secos de baixo NOx, e a entrada de ar será resfriada utilizando *chillers*.

A GE LM6000PD é uma turbina CTG de dois eixos, derivado do núcleo da turbina CF6-80C2, que é uma turbina de aeronave de alto empuxo, de alta eficiência da GE. A CF6-80C2 acumulou mais de 30.000.000 horas de vôo no Boeing 747 e em outras aeronaves de grande porte. A LM6000 tem sido amplamente utilizado para geração de energia, e é considerado comercialmente comprovado.

A LM6000 consiste de um compressor de baixa pressão de cinco estágios (LPC), um compressor de alta pressão, de geometria variável, de 14 estágios (HPC), um combustor anelar, um HPT resfriado a ar, de dois estágios uma turbina de baixa pressão de cinco

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

estágios (LPT), e uma caixa de engrenagem de propulsão adicional. Tem dois eixos de rotor concêntricos. A LPC e LPT estão montados num único eixo, formando o rotor de baixa pressão. O HPC e HPT estão montados no outro eixo, formando o rotor de alta pressão. A LPT, HPC, HPT, e os combustores do LM6000 são virtualmente idênticos ao CF6-80C2. A utilização de peças comprovadas em vôo, produzidas em volume elevado, contribui para o custo inicial relativamente baixo e a alta eficiência operacional da LM6000. A Figura 3.5-2 ilustra o diagrama de fluxo baixo de uma instalação LM6000.

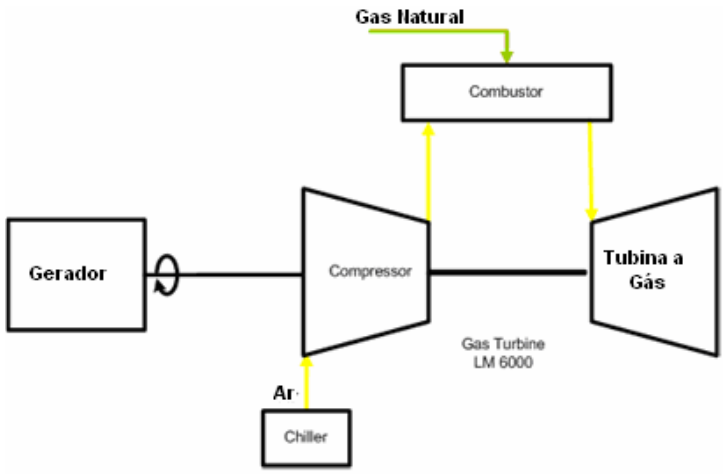


Figura 3.5-2
Diagrama de Fluxo de Usina de Ciclo Simples

A LM6000 usa o LPT para energizar o eixo de geração. Eliminando a turbina de energia separada, encontrada em muitos outros CTGs, o projeto LM6000 simplifica a turbina, melhora a eficiência do combustível, e permite acoplamento direto a geradores de 3.600 rotações por minuto (rpm) para geração de energia de 60 Hertz (Hz). A CTG propulsiona seu gerador através de um acoplamento tipo seco, flexível, conectado à frente, ou extremidade "fria", do eixo LPC. O turbo-gerador LM6000 tem as seguintes características:

- Plena potência em 10 minutos.
- Carga básica, ciclos, ou picos.
- Capacidade de condensador sincrônico.
- Projeto compacto, modular.
- 3 milhões de horas de operação.
- Mais de 300 turbinas vendidas.
- 97,8 por cento de disponibilidade documentada
- Sistema de ar comprimido
- Gerador a diesel, de emergência

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Suprimento de Combustível

Será fornecido gás natural, à usina, à taxa de um milhão de m^3/dia, por YPFB, sob os termos de um acordo de suprimento de combustível, de 15 anos. A MPX tem uma confirmação da YPFB da intenção deles de fornecer gás natural para a planta. Os detalhes do contrato de longo prazo ainda estão em faze de negociação.

Água e Água Residual

A água de serviço, para governança da estação e usos sanitários, será fornecida pela cidade de Corumbá, e armazenada num reservatório de 350 m^3. Água desmineralizada para lavagem da turbina será adquirida sob contrato, e armazenada no local, num reservatório de 9 m^3. Um tanque séptico receberá a água residual sanitária da usina. O tanque séptico será dimensionado para uma equipe de 15 pessoas na usina durante o dia, e duas à noite.

Interconexão Elétrica

O gerador se conectará a um pátio de manobras localizado no local, através de um transformador progressivo de 13,8/138kV. O local se interligará a uma linha de transmissão de 138kV, localizada 1,5 km ao sul. Haverá dois transformadores auxiliares, com capacidade nominal de 0,48/13,8kV cada.

3.4.3 Status do Projeto

O estabelecimento já obteve uma licença prévia, e recebeu cotações de fornecedores de equipamentos e empreiteiros EPC em potencial. A intenção é de iniciar as operações em 2010.

3.4.4 Venda de Energia

Está previsto que a energia produzida pela usina Termopantanal será vendida no mercado aberto. Black & Veatch foram informados que será buscado um contrato de 5 a 10 anos, em 2008 ou 2009, dependendo dos preços do mercado livre para eletricidade, nessa ocasião.

3.4.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

O estabelecimento UTE Termopantanal está situado cerca de 8 km a leste da fronteira boliviana, e 700 metros ao sul do Rio Paraguai, numa área industrial dentro da Cidade de Corumbá. O local, em geral, não é desenvolvido, e não exigirá qualquer relocação ou reassentamento de quaisquer famílias residentes ocupantes. A reserva de terras úmidas e água potável do Pantanal está situada cerca de 40 km ao norte do local

O gás natural de YPFB será entregue ao local através de tubulação. A água será fornecida pela companhia de suprimento de água local. Os efluentes líquidos da usina serão

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

encaminhados para um tanque de coleta, para transporte e disposição, para uma usina local de tratamento de águas residuais. Uma sub-estação ENERSUL está localizada cerca de 1,5 km ao sul do local da usina e proverá interligação com o sistema principal de transmissão.

A proximidade do projeto com a vizinha reserva de terras úmidas do Pantanal causou exame meticuloso e sensibilidades ambientais. Foram expressas preocupações por diversos residentes locais sobre os impactos potenciais a reserva de terras úmidas do Pantanal, particularmente com respeito a potenciais emissões no ar e expansão industrial, atribuídos ao projeto. A escassez de água é também uma preocupação ambiental nessa área.

Licenças e Aprovações Ambientais

Visto que o estabelecimento de Termopantanal está localizado tão perto da fronteira Brasil-Bolívia, o Instituto Brasileiro de Recursos Naturais Renováveis e Ambientais (IBAMA) asseverou jurisdição federal sobre o processo de licenciamento ambiental. Uma Licença Prévia (LP) Nº 216/2005 foi emitida pelo IBAMA federal em 12 de setembro de 2005. No entanto, o Procurador federal contestou a suficiência da EIA, e obteve uma suspensão judicial da LP, pendente de investigações adicionais dos impactos à qualidade do ar, e determinação de limites de emissão de NO_x apropriados. Estão em andamento negociações para determinar que limites de emissão de NO_x deveriam ser impostos ao projeto. Tão logo esta questão seja resolvida com o Procurador, a LP será validada, possibilitando que MPX apresente proposta no leilão de energia. MPX espera resolver esta questão por volta do fim de soutubro de 2007.

Uma vez validada a LP, um projeto detalhado e um Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP) serão concluídos e apresentados, juntamente com o Certificado Nº 0016/2005, emitido pelo Município de Corumbá em 31 de agosto de 2005, ao IBAMA, para análise e emissão de uma Licença de Instalação (LI). Uma Permissão da Administração Florestal será também obtida do IBAMA. Como a água será fornecida por uma companhia local de suprimento de água, não será necessária uma permissão para Retirada de Água, da Agência Nacional de Águas (ANA).

Projeto e Desempenho Ambiental

A usina de Termopantanal foi projetada para cumprir todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. A agência ambiental federal brasileira CONAMA não estabeleceu quaisquer padrões de emissão de SO_2 ou PM que se apliquem diretamente a projetos de turbinas de combustão operadas a gás, no entanto, estabeleceu padrões de emissão de NO_x, sob a Resolução 382 Anexo V, para turbinas de combustão com uma capacidade superior a 100 MW, que o IBAMA determinou que se aplicarão ao projeto de Termopantanal. O Banco Mundial estabeleceu diretrizes gerais para emissão por chaminé de SO_2 e PM por novas usinas de energia térmica, e também estabeleceu padrões específicos para emissões NO_x por novas usinas de turbinas de combustão.

A conformidade com os padrões de emissão aplicáveis da CONAMA serão alcançados através da combustão de combustível de gás natural puro numa turbina LM6000

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

aero-derivativa. A Tabela 3.4-1 apresenta os padrões de emissão por chaminé aplicáveis, e as taxas de emissão previstas para a usina de Termopantanal.

Tabela 3.4-1
Emissões de Chaminé de Poluentes do Ar

Pollutant	Brazil[1]	Banco Mundial [2]	Emissões Previstas [3]	Equipamentos de Controle [3]
Matéria de partículas (PM)	N/A	50 mg/Nm^3	Desprezível	N/A
Dióxido de Enxofre (SO_2)	N/A	2.000 mg/Nm^3 8,8 tpd (44 MW)	Desprezível	N/A
Dióxido de Carbono (CO)	65 mg/Nm^3	N/A	5.31 kg/hr	N/A
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	50 mg/Nm^3	125 mg/Nm^3 (seco a 15% de oxigênio)	51 mg/Nm^3 (25 ppm)	NOx baixo, seco

[1] Resolução CONAMA Nº 382 Anexo I, 26 de dezembro de 2006. (limite para plantas > 100 MW
[2] Manual de Diretrizes Gerais Ambientais para Novas Plantas, Prevenção e Abatimento da Poluição - Banco Mundial (1999).
- Nm3 é medida a 0oC e 1 atm (101.3 kPascal ou 760 mmHg)
- Emissão total em massa são em tpd métrico.
- Todas as emissões máximas devem ser atendidas no mínimo 95% do tempo na planta ou unidade em operação, média anual.

[3] Consultoria para o Impacto Ambiental - CAL-Consultoria Ambiental.

Os resíduos sanitários serão encaminhados a um tanque séptico. Os efluentes das lavagens mensais das caçambas do compressor da turbina serão direcionados a um tanque de coleta, do qual o produto será retirado por terceiros para descarte. Da mesma forma, a água oleosa e os vazamentos dos drenos nas áreas ao redor dos equipamentos, serão conduzidos a separadores de óleo/água, e o óleo captado será retirado e descartado por terceiros. Visto que não haverá descarga de água residual para águas superficiais, os padrões regulatórios para efluentes líquidos não se aplicarão ao projeto.

Embora a usina de termopantanal estiver localizada dentro da cidade de Corumbá, não se prevê que as emissões de ruído da usina apresentem quaisquer problemas ou gerem quaisquer reclamações. Serão selecionados equipamentos com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro dos equipamentos. Os equipamentos da usina que produzirem altos níveis de ruído, ficarão situados dentro de invólucros acústicos, ou localizados de forma a minimizar as emissões de ruído fora do local. A Tabela 3.1-3 sumariza os padrões de ruído aplicáveis.

Mitigação e Monitoramento

Medidas e práticas de mitigação serão implementadas para minimizar os impactos ambientais provenientes da construção do projeto e das atividades operacionais. Essas medidas estão discriminadas na EIA, e serão mais especificamente descritas no BEAP. O

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

IBAMA também provavelmente exigirá o pagamento de uma compensação monetária, para um fundo do governo. Embora a Resolução CONAMA Nº 371, de 5 de abril de 2006, fixe o custo de compensação ambiental em 0,5% das despesas de capital do projeto, uma compensação adicional de até 1% a 2% poderá ser oferecida, para diminuir a oposição e os atrasos no processo de permissão. Essa compensação ambiental, monetária será oferecida algum tempo depois da emissão da LI, porém antes da emissão da LO.

Um sistema de monitoramento contínuo das emissões (CEMS) será instalado para medir a temperatura e as concentrações de NO_x, CO e O_2 nos gases de escape da chaminé.

3.4.6 Acordos do Projeto

Acordo de Combustível

Em 16 de maio de 2007, foi recebida uma carta de YPFB, confirmando as comunicações numa reunião mantida onze dias antes, de que YPFB pretende fornecer gás natural ao projeto de Termopantanal, na quantidade de um milhão de m^3/dia, a partir do último trimestre de 2008. A carta indica que será negociado um Contrato de Compra e Venda de Gás Natural, e terá um prazo de 15 anos.

3.4.7 Investimento

A Black & Veatch desenvolveu estimativas de custo de capital, em dólares dos Estados Unidos, para a instalação LM6000PD de 44 MW. Os custos EPC estimados para a instalação foram de US$ 36,0 milhões, ou US$ 818/kW. Os custos do Proprietário não estão incluídos nesta estimativas de custo. Assumindo um custo de proprietário de 20% do EPC estimado, os requisitos totais de capital para o projeto seriam de US$ 978/kW ou US$ 43,0 milhões para a instalação de 44 MW.

A MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2007 e continuará até 2010. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentado na tabela 3.4-2

Tabela 3.4-2
UTE Termopantanal Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentage do investimento total)

2007	2008	2009	2010
10,0%	50,0%	30,0%	10,0%

3.4.8 Despesas Operacionais

Os custos O&M fixos para a Turbina de Combustão de Ciclo Simples (SCCT) foram estimados com base na unidade ser construída num local de campo verdejante. Os custos O&M fixos consistem principalmente de custos de mão de obra. Os custos O&M fixos são geralmente indicados em termos de dólares do ano corrente, por unidade de produção, por

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

ano ($/kW-ano). A produção da unidade inclui uma tolerância para degradação de desempenho.

Os custos O&M variáveis, exclusive combustível, para a unidade SCCT, consistem principalmente de despesas relacionadas à manutenção nas paralisações da turbina de combustão. Para turbinas a gás, de serviço pesado, esse custo de manutenção é determinado pelo número de partidas; todavia, de acordo com as publicações técnicas da GE para turbinas de combustão aeroderivadas o ciclo de manutenção são determinados pelas horas de serviço. O custo de manutenção em paralisações da CTG inclui o reparo e a substituição de componentes, e se baseiam nos preços de lista da GE. Ambos os custos estão ilustrados na Tabela 3.4-3.

Tabela 3.4-3
Sumário de Despesas O&M Anuais (US$ 000)

Tecnologia	**LM 6000 PD**
Custos Fixos	
Mão de Obra	
Quadro de Pessoal, pessoas	
Operações	152,9
Manutenção	192,6
Serviços Técnicos	91,0
Administração	188,6
Subtotal de Mão de Obra	625,1
Manutenção Fixa	40,9
Outras Despesas	
Treinamento	14,0
Despesas Administrativas e de Escritório	31,3
Pagamento de Incentivos e Bonificações	31,3
Outras Taxas	11,0
Subtotal de Outras Despesas Fixas	87,5
Total de Custos Fixos	759,1
Custos Variáveis	
Manutenção em Paralisações - Turbina a Gás	759
Utilidades	
Água	30,7
Esgoto	5,0
Subtotal de Utilidades, Por Ano	35,7
Total de Custos Variáveis	833,50
Geração Líquida da Usina,(2) MW	44,0
Geração Anual da Usina,(3) MWh	277.508
Custos Fixos por Unidade de Capacidade Líquida, US$/kW-ano	**17,25**
Custos Variáveis por Unidade de Geração, US$/MWh	**2,96**

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.4.9 Dados Financeiros

Premissas Técnicas

A usina vai iniciar sua operação comercial em Janeiro de 2011; será uma usina de 44 MW de turbinas de ciclo aberto. A capacidade nominal da planta é de 44 MW, que corresponde a uma capacidade liquida descontando perdas e consumo interno de 39 MW. Black & Veatch consideram este valor em linha com as expectativas para uma planta com essa configuração.

O fator de disponibilidade anual de 92.0% é agressivo, porém viável, para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

A MPX forneceu à Black & Veatch premissas de taxas e encargos setoriais que são aplicáveis na comercialização de energia por parte de um gerador para uma comercializadora/distribuidora e para consumidores livres. Essas premissas estão nas tabelas 3.1-9 e 3.1-10.

Despesas com combutível e utilização

Os cálculos da MPX para a planta são baseados em um consumo especifico de 9.5 MMBtu/MWh, que esta em linha com as expectativas da Black & Veatch para uma planta com esta configuração. O preço de combustível utilizado pela MPX em seus cálculos é US$ 6.75/MMBtu.

Comercialização de Energia

Toda a geração de energia da UTE Termopantanal será comercializada no Ambiente de Contratação Livre.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.5 UHE Baixo Iguaçu

3.5.1 Vista Geral da Usina

A usina de energia UHE Baixo Iguaçu proposta será uma instalação geradora de energia hidroelétrica de 350 MW, consistindo de três unidades geradoras tipo Kaplan. A MPX é a acionista majoritário do projeto com 70% de participação. Os restantes trinta por cento pertencerão a Engevix S.A. O desenho conceitual do projeto foi concluído. O projeto estará comercialmente operacional em 2013. A energia produzida será vendida no mercado regulado do Brasil (CCEAR). A instalação ficará localizada no Rio Iguaçu, no Estado do Paraná.

Figura 3.6-1: UTE Baixo Iguacu

3.5.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

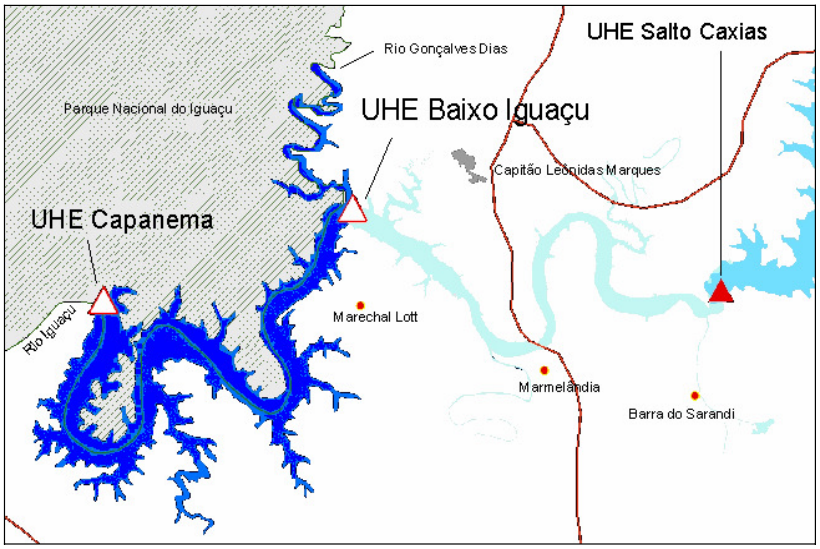
A usina de energia UHE Baixo Iguaçu proposta ficará localizada no Rio Iguaçú, no Estado do Paraná, Brasil. O Rio Iguaçu é um rio internacional, fluindo através do Brasil e da República da Argentina. A extensão do rio na Argentina é de aproximadamente 130 quilômetros. O Rio Iguaçu tem características geo-morfológicas e hidrológicas muito favoráveis, que influenciam o desenvolvimento de grandes usinas hidroelétricas na região. Muitos estudos foram feitos desde o início dos anos 1960 para avaliar o potencial de desenvolvimento de usinas hidroelétricas ao longo do rio. Com base nesses estudos de planejamento, o potencial de desenvolvimento hidroelétrico da parte da região localizada dentro do Brasil é estimado em cerca de 10.000MW.

O Rio Iguaçu tem um declive total de 529 metros, desde as proximidades da cidade de União da Vitória até as proximidades da cidade de Capanema, no curso inferior do rio. Esta queda natural tem sido utilizada para desenvolver usinas hidroelétricas. Das oito usinas hidroelétricas construídas na região, cinco estão atualmente em operação. As cinco usinas operacionais utilizam 485 metros da cabeceira, e apenas 44 metros restam para utilização de usina adicional.

Uma nova usina hidroelétrica, em Capanema, foi planejada, para utilizar a queda remanescente de 44 metros não aproveitada do rio. A capacidade da nova usina de energia, em Capanema, foi planejada para aproximadamente 1.200 MW. No entanto, devido à proximidade da localização da usina proposta, em relação ao Parque Nacional do Iguaçu, e em virtude dos novos regulamentos ambientais rigorosos que entraram em vigor para proteger o meio ambiente ao redor do parque nacional, a usina não era ambientalmente viável. Como resultado, a ENGEVIX ENGENHARIA S/A (Engevix) desenvolveu um estudo revisado do "Estudos do Inventário do Rio Iguaçu", em fevereiro de 2003, para estabelecer um novo local para a usina de energia, com a intenção de utilizar uma parte das quedas de

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

água existentes, sem afetar a ecologia e o meio ambiente do Parque Nacional. Com base nesse estudo, planejou-se que o novo local ficará situado corrente acima, próximo à confluência dos Rios Iguaçu e Gonçalves Dias. Neste novo local, a usina poderá usar somente 17 metros da queda, ao invés dos 44 metros inicialmente planejados. No novo local, a usina também não afetará o meio ambiente do Parque Nacional do Iguaçu. A usina proposta foi denominada UHE Baixo Iguaçu (Baixo Iguaçu). A localização proposta da usina de Baixo Iguaçu está indicada na Figura 3.6-2. Esta será a última usina hidroelétrica a ser desenvolvida na região, utilizando o Rio Iguaçu como a fonte de energia.



Fonte - Estudos do Inventário do Rio Iguaçú - Relatório de Engevix

Figura 3.6-2
Localização da Usina UHE Baixo Iguaçu Proposta

As coordenadas geográficas do local da usina são: 25º 30' S (latitude) e 53º 40' W (longitude). O eixo da represa é 174 km da foz do Rio Iguaçu, imediatamente corrente acima da confluência dos Rios Gonçalves Dias e Iguaçu. Na margem esquerda fica o município de Capanema, e na margem direita fica o município de Capitão Leônidas Marques, ambos no Estado do Paraná. A cidade mais próxima é Capitão Leônidas Marques, e o local fica bem ligado, por rodovia, a essa cidade, e a outras cidades e municípios.

Layout Geral da Usina

O layout do projeto é o de uma instalação típica de geração hidroelétrica, de porte e tecnologia similares. O projeto planeja a construção de uma barragem de rocha na margem direita, com o vertedouro posicionado no leito do rio. O nível normal de água da represa está previsto numa altura de 259 metros.

A barragem de rocha será uma represa do tipo tradicional, feita de solo compactado, com os ombros da represa em declive de 1,5 : 1,0. A crista da barragem de rocha terá uma altura de 263 metros, através disto deixando um bordo livre de 4,0 metros em relação ao nível normal da água.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

O vertedouro ficará posicionado no leito do rio. A estrutura está projetada para acomodar um fluxo máximo provável (MPF) de 53.585 m^3/s. O vertedouro terá 20 pórticos segmentados de 20 metros de largura e 17,6 metros de altura.

A unidade da casa de máquinas e entrada de água será uma edificação em concreto de três blocos. Cada bloco terá 35 metros de largura e acomodará uma das turbinas Kaplan. A altura máxima da edificação acima do solo será de 70 metros.

A sub-estação da usina ficará ao ar livre, e terá dimensões de 81 metros por 114 metros.

A usina será conectada à sub-estação de Cascavel Oeste por uma linha de transmissão de 230 kV. A extensão da linha de transmissão será de aproximadamente 70 km.

Equipamentos Principais

O projeto básico da usina foi concluído. No entanto, nenhum contrato de EPC foi finalizado e nenhum fabricante foi selecionado para fornecer qualquer dos equipamentos mais importantes.

O equipamento principal de geração consistirá de três turbinas Kaplan de eixo vertical e respectivos geradores. A capacidade nominal das turbinas será de 119,29 MW. O projeto de cabeceira para a turbina é de 16,6 metros, e o fluxo de água nominal é de 785,26 m^3/s. O rotor da turbina terá um diâmetro de 9,6 metros, com uma velocidade projetada de 69 rpm.

A turbina Kaplan é uma turbina de água tipo propulsora, com lâminas ajustáveis, e é uma evolução da turbina Francis. As turbinas Kaplan permitem produção eficiente de energia em aplicações de cabeceira baixa, que não era possível com as turbinas Francis. As turbinas Kaplan são amplamente utilizadas em todo o mundo atualmente, para produção de energia em alto fluxo, com cabeceira baixa. As eficiências das turbinas Kaplan são tipicamente superiores a 90%, porém poderão ser menores em aplicações de cabeceiras muito baixas. Visto que as lâminas de propulsão são giradas com óleo hidráulico de alta pressão, um elemento crítico do projeto Kaplan é manter uma vedação positiva para impedir a liberação de óleo no vertedouro. Turbinas Kaplan grandes são projetadas individualmente para cada local, para operar com a máxima eficiência possível, tipicamente acima de 90%. São relativamente caras de projetar, fabricar e instalar, porém tipicamente operam durante décadas.

A usina terá três geradores elétricos. Cada uma das turbinas Kaplan será conectada a um gerador trifásico de eixo vertical, com uma potência nominal de 129,7 MVA, uma voltagem nominal de 13,8 V, freqüência de 60 Hz, e um fator de potência nominal de 0,9. O diâmetro do rotor deverá ser de 13 metros, e o diâmetro do eixo do gerador deverá ser de 17,50 metros.

Serão providos três transformadores elevadores, cada um com potência nominal de 130 MVA, um para cada unidade geradora. Um transformador elevador adicional, sobressalente, com a mesma configuração, será provido no local. Os transformadores serão do tipo trifásico, imersos em óleo, montados com resfriamento forçado de óleo com trocador de calor óleo-água. Os transformadores vão elevar a voltagem de 13,8 kV para 230 kV. Os

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

geradores serão conectados aos transformadores elevadores através de barramentos de fase isolados.

A instalação será equipada com os seguintes sistemas auxiliares:

Sistema de Resfriamento de Água - O sistema de água para resfriamento está projetado para suprir água filtrada para resfriar os equipamentos auxiliares e componentes das unidades turbo-geradoras. O sistema de água para resfriamento compreenderá sistemas de filtragem e distribuição. A água filtrada será distribuída através de tubulações para o sistema de água de serviço e para a unidade de tratamento de água. A água filtrada será então distribuída para os geradores de turbinas e transformadores elevadores, para resfriar os equipamentos.

Sistema de Ar Comprimido - Um sistema de ar comprimido será instalado na usina, para prover ar comprimido conforme necessário. O sistema de ar comprimido fornecerá ar instrumental seco, isento de óleo, na pressão necessária, e com capacidade para todos os serviços essenciais, tais como, controles pneumáticos, transmissores, instrumentos, e operadores de válvulas, e fornecerá ar saturado para serviços, para uso geral, não essencial, da usina. O sistema de compressão de ar será composto de compressores, válvulas, acessórios, e uma linha de tubo circular.

Sistemas HVAC - Sistemas de ventilação e condicionamento de ar serão instalados na casa de máquinas. Dois sistemas independentes de condicionamento de ar serão providos para as salas de controle.

Sistema de Água para Serviço - O sistema de água para serviço fornecerá e distribuirá água filtrada para todos os pontos de serviço da usina de energia proposta. A água será tomada do sistema de água para resfriamento, e distribuída por um sistema de tubulação aos diversos pavimentos da casa de força.

Sistema de Água Potável - O sistema de água potável servirá os banheiros e as salas de bateria. O sistema consistirá de uma unidade de tratamento de água e um reservatório.

Sistema de Combate a Incêndio - O sistema de combate a incêndio fornecerá água aos sprinklers e hidrantes, na casa de força.

Sistema de Separação Óleo-Água - O sistema consistirá de uma bacia de coleta, que recolherá qualquer vazamento de óleo dos transformadores, tubulação de drenagem para transportar o resíduo até um tanque separador de óleo/água, e tubulação para drenar a água limpa fluxo abaixo na usina. O óleo será coletado em tambores.

Sistema de Drenagem - O sistema de drenagem coletará toda a água da casa de máquinas, de vazamentos dos tubos, e das descargas dos equipamentos, lavagem do piso, e percolação. A água residual será transportada pela gravidade até os poços coletores de drenagem. Bombas das turbinas verticais então bombearão a água residual fluxo abaixo.

Sistema de Tratamento de Água Sanitária - Este sistema coletará água residual sanitária dos banheiros num tanque séptico, e descarregará fluxo abaixo, após um processo de filtragem anaeróbica. Para as salas de bateria, o resíduo será transportado para caixas de neutralização, e depois descarregado no sistema de drenagem geral da usina.

Interconexão Elétrica

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Os três transformadores elevadores dos geradores ficarão localizados fora do prédio principal da casa de máquinas, e serão interconectados, por mancais de 230 kV a um pátio de manobras de 230 kV, através de três linhas aéreas de 230 kV de 1 km. A partir desse pátio de manobras, a usina será ligada ao pátio de manobras de Cascavel Oeste, por meio de uma linha de transmissão de 230 kV, com circuito simples. A extensão da linha de transmissão será de aproximadamente 70 km.

Os equipamentos e materiais do pátio de manobras de 230 kV estarão de acordo com os padrões internacionais. O sistema de controle dos equipamentos do Pátio de Manobras de 230 kV terá funções de medição, supervisão e inter-travamento executadas por equipamentos de tecnologia digital. Três barramentos conectarão os três transformadores elevadores, e um barramento conectará a linha de transmissão de saída. Outro barramento será necessária para o disjuntor de interconexão de barra. Cada um dos barramentos que conectam os geradores será dotado de um disjuntor, quatro chaves de desligamento de três pólos, três transformadores de corrente, e três isoladores elétricos. O barramento de conexão da linha de transmissão de saída terá um disjuntor, quatro chaves de desligamento de três pólos, sendo um com lâmina de aterramento, seis transformadores de corrente, três divisores capacitivos de potencial, três isoladores elétricos e um seletor de ondas. O barramento do disjuntor de interconexão de barra terá um disjuntor e duas chaves de desligamento de três pólos.

O sistema elétrico auxiliar fornecerá toda a energia AC e DC necessária à usina, para prontidão, partida, operação em-linha e desligamento.

3.5.3 Status do Projeto

O projeto básico da UHE Baixo Iguaçu já foi finalizado, e o processo de licensiamento ambiental irá iniciar em janeiro de 2008. A usina deverá estar comercialmente disponível em 2012.

3.5.4 Venda de Energia

A energia produzida pela instalação de Baixo Iguaçu será vendida no mercado regulado brasileiro. A usina pretende participar do processo de leilão para compra de energia de novas instalações A-5 em 2008. A Black & Veatch foi informados que a instalação é uma de poucas usinas hidroelétricas a participar nesse leilão.

3.5.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

O projeto Baixo Iguaçú estará localizado no Rio Iguaçú, na fronteira do Parque Nacional do Iguaçú. O projeto resultará na inundação de aproximadamente 13 km^3 de terra com 336 propriedades separadas. Em decorrência, 359 famílias que residem nessa área necessitarão de relocação e reassentamento.

Licenças e Aprovações Ambientais

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Assim que uma firma de consultoria ambiental for contratada, os estudos ambientais e os esforços de licenciamento começarão diligentemente. O escopo dos levantamentos das condições ecológicas da linha de base, e as análises dos impactos, a serem incorporados na EIA e RIMA, serão estabelecidos nos Termos de Referência (TOR) que deverão ser emitidos pela Secretaria de Meio Ambiente (SEMA) do Estado do Paraná, ou pelo Instituto Brasileiro de Recursos Naturais Ambientais e Renováveis (IBAMA), se este reivindicar a jurisdição. A EIA e o RIMA serão então completados e submetidos a SEMA/IBAMA para análise e aprovação, e será publicado um aviso disponibilizando a EIA e o RIMA para análise pública. Provavelmente, será realizada uma reunião para permitir que as pessoas interessadas, na comunidade, expressem suas preocupações e expectativas, SEMA/IBAMA levarão em consideração os comentários públicos, em sua análise, e emitirão uma Licença Prévia (LP) para o projeto. A menos que haja uma grande controvérsia, é razoável esperar que a LP seja emitida 6 meses após o início dos estudos.

O próximo passo no processo de licenciamento é preparar um plano de gestão ambiental, denominado Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP). Deverão também ser submetidos pedidos, a SEMA para uma Permissão de Desmatamento, e à Agência Nacional de Águas (ANA, ou Agência Nacional de Águas) para uso de água superficial. Um certificado deverá ser ainda obtido do município local com jurisdição sobre o projeto. O BEAP, a Permissão de Desmatamento emitida por SEMA, a Permissão de Água emitida por ANA, e o Certificado do município local, deverão ser todos submetidos a SEA, antes que esta emita a Licença de Instalação (LI) que autoriza o início da construção da usina. Normalmente, o BEAP poderá ser completado e as várias permissões poderão ser obtidas dentro de 3 meses após a emissão da LP.

Mitigação e Monitoramento

Medidas significativas de mitigação, compensação e monitoramento serão implementadas para tratar dos impactos ambientais do projeto Baixo Iguaçu. Algumas das prováveis mitigações do pré-desenvolvimento incluirá o registro de todos os direitos minerais na área de inundação; levantamentos dos conteúdos de flora e fauna que serão perdidos, e promoção de amostragem e relocação de espécies protegidas, quando viável; pesquisa e levantamentos de potenciais recursos arqueológicos e culturais, com documentação e recuperação desses recursos, quando cabível; e registro de propriedades e famílias, e relocação e reassentamento das populações afetadas. As medidas de monitoramento poderão incluir a medição da carga líquida e sólida, corrente acima e corrente abaixo da represa; caracterização e monitoramento da qualidade da água da área de influência direta; monitoramento dos parâmetros limnológicos, antes, durante, e após a conclusão das obras da represa; e prover comunicações e treinamentos contínuos para tratar de impactos ambientais.

Compensação ambiental monetária é tipicamente determinada com base numa porcentagem do total de despesas de capital do projeto, que pode variar, dependendo do volume e extensão de impactos ambientais do projeto. A nível federal, a Resolução CONAMA 379, de 5 de abril de 2006, atualmente dispõe que a compensação ambiental monetária não deve ultrapassar 0,5% para todos os tipos de atividades, entretanto, uma

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

nova resolução federal está sendo considerada, que estabeleceria uma faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital, para essa compensação. Algumas agências ambientais estaduais estabeleceram, por meio de regulamento, diferentes porcentagens mínimas para compensação ambiental. Finalmente, o valor da compensação monetária é negociado com a agência que emite a permissão (SEMA ou IBAMA), e é paga entre a data da LP e da LI para um fundo administrado pela agência que emite a permissão, para promover projetos ambientais no Estado.

3.5.6 Acordos do Projeto

Não existem acordos disponíveis para análise nesta ocasião.

3.5.7 Investimento

Black & Veatch desenvolveram estimativas de custo de capital, a nível conceitual, em dólares dos Estados Unidos, para a instalação de Baixo Iguaçú. Os custos EPC estimados para a instalação foram de US$ 313,0 milhões, ou $ 893/kW. Essas estimativas de custo são exclusive os custos do Proprietário para o desenvolvimento do projeto, e os custos para infra-estrutura fora do limite de bateria da instalação. Os custos do Proprietário não estão tipicamente incluídos nas estimativas de custo da usina EPC e deverão ser considerados para determinar os requisitos totais de capital para o projeto. Esses itens incluem custos para ativos físicos "fora da cerca", desenvolvimento do projeto e custos de financiamento. Assumindo os custos do Proprietário em 60 por cento da estimativa EPC, os requisitos totais de capital para o projeto seriam de $ 1.500/kW ou $ 525 milhões, incluindo taxas, para a instalação de 350 MW.

A MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2008 e continuará até 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentada na table 3.5-1

Tabel 3.5-1
UTE Baixo Iguaçu- Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentage do investimento total)

2008	2009	2010	2011	2012
10,0%	20,0%	30,0%	30,0%	10,0%

3.5.8 Despesas Operacionais

A Black & Veatch fez várias premissaspara a hidroelétrica do Baixo Iguaçu, levando-se em consideração seus principais sistemas e as necessidades de manutenção de equipamentos. Essas premissas afetam a quantidade de pessoas na equipe necessária para operar e manter a planta. A planta hidroelétrica, assim como a termoelétrica, precisa de operadores para lidar com a operação do dia-a-dia da estação. A equipe de manutenção precisara manter todos os equipamentos rotacionais, e controles elétricos.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Um gerente de planta, supervisores, operadores, mecânicos, eletricistas instrumentadores e técnicos de controle serão necessários para operar e manter a planta durante 24 horas. Uma equipe de 26 funcionários é estimada com base na experiência da Black & Veatch com facilidades hidroelétricas com o mesmo porte da UHE Baixo Iguaçu (350 MW). O custo operacional médio excluindo o combustivel é de US$ 2,48/kW.

3.5.9 Dados Financeiros

Premissas Técnicas

A programação é de que a usina entre em operação comercial em Janeiro de 2013 e será uma planta hidrelétrica de 350 MW localizada no Rio Iguaçu. A potencia nominal da planta é de 350 MW, que corresponde a uma capacidade liquida descontando perdas e consumo interno de 337 MW. Black & Veatch consideram este valor em linha com as expectativas para uma planta com essa configuração.

O fator de disponibilidade anual de 95% é agressivo, porém viável, para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

A MPX forneceu à Black & Veatch premissas de taxas e encargos setoriais que são aplicáveis na comercialização de energia por parte de um gerador para uma comercializadora/distribuidora que estão descritas na tabela 3.5-2.

Comercialização de Energia

Considerando que a energia firme da usina é de 167 MW médios, a MPX terá cerca de 117 MW médios para comercializar, que são associados aos 70% de participação da empresa no prospecto. Esta energia será alocada no mercado regulado, participando no Leilão de Energia Nova de 2008.

Tabela 3.5-2 - Venda de Gerador para Comercializador/Distribuidor:

Imposto / Encargo	Alíquota	Base
PIS/COFINS	9,25%	Margem (receita líquida de custos que incluem pagamento de PIS/COFINS) (**)
CPMF	0,38%	Faturamento
IR + CS	34%	Lucro
Contribuição ANEEL	1,67 R$/kW.ano	
P&D	1%	Receita Operacional Bruta
TUST/TUSD	1 a 8 R$/kW.mês (dependendo da localização da usina)	Capacidade Instalada
Contribuição CCEE	0,065 R$/MWh	Energia Vendida

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Compensação financeira pela utilização de Recursos Hídricos	6,75%	Quantidade de energia elétrica produzida multiplicada pela Tarifa Atualizada de Referência (“TAR”) estipulada pela ANEEL (*)

(*) A ANEEL estipula a TAR ao final de cada ano em relação ao ano subseqüente. A última TAR divulgada através da resolução ANEEL nº 404/2006 é de R$ 57,63/MWh, cujo valor é válido para 2007.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.6 UTE Porto do Açu

3.6.1 Vista Geral da Usina

A usina UTE Porto do Açú será uma instalação de 1.400 MW operada a carvão pulverizado, consistindo de dois geradores de vapor subcríticos de 700 MW e respectivas turbinas de vapor. O projeto está sendo desenvolvido unicamente por MPX, e está planejado para tornar-se comercialmente disponível em 2012. Esta previsto que a energia produzida seja comercializada no mercado livre.

A instalação ficará localizada 8,5 km ao norte de Barra do Açú, a 2 km da costa. O terreno para a usina de energia será parte de uma área industrial, cobrindo perto de 15 milhões de m^2. A Figura 3.7-1 ilustra a localização da instalação.

Figura 3.7-1: UTE Porto do Açú no Brasil

Está previsto que o carvão será fornecido da Colômbia, Venezuela, ou da África do Sul, e será entregue do estoque no porto, à usina, através de um sistema transportador. A água para a torre de resfriamento será originada tanto da formação aqüífera Embore como da água efluente do processo de separação de lama de uma usina de produção de grãos de chumbo vizinha.

Uma segunda fase de desenvolvimento está prevista para a UTE Porto do Açu, com capacidade instalada de 4.000 MW. O Projeto é se ter 1.000 MW de capacidade instalada a cada ano, começando em 2015 até 2018, totalizando assim os 4.000 MW de capacidade instalada.

3.6.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

O local de Porto do Açú fica situado 8,5 km ao norte de Barra do Açú, 25 km ao sul da cidade de São João da Barra, 35 km a leste de Campos, e a 2km da costa. O terreno para a usina de energia é de aproximadamente 5 milhões de m^2, e é parte de um terreno industrial de 15 milhoes de m^2, que pertence e será desenvolvido pela EBX. O terreno industrial incluirá, entre outras instalações, a instalação do porto, uma unidade de produção de grãos de chumbo, e uma usina de aço. A usina de energia será interconectada a uma sub-estação localizada na cidade de Campos. Será construída uma estrada para ligar o complexo industrial à RJ 216 existente, na área de São Sebastião de Campos. O Porto do Açú está atualmente em construção, e será utilizado para exportar minério de ferro da unidade de produção de grãos de chumbo, e importar carvão para a usina de aço e para a

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

usina de força. O Porto será projetado para aceitar navio Capisize. A instalação da usina de energia está situada estrategicamente no submercado sudeste, sendo assim uma grande contribuição para o sistema interligado brasileiro.

Equipamentos Principais

A usina de Porto do Açú consistirá de dois geradores de vapor subcríticos, operados a carvão pulverizado, e respectivas turbinas de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o aquecimento necessário para converter o suprimento de água de alta qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica, através de um gerador elétrico. O vapor que é descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O vapor descarregado da turbina, de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP) e é conduzido através de uma turbina de vapor LP para capturar a energia remanescente. PARA: para tentar capturar qualquer energia remanescente. A Figura 3.1-2 na seção UTE MPX mostra um diagrama de fluxo de bloco de alto nível para uma usina operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

O projeto conceitual inclui um equipamento ('baghouse') para remover emissões de partículas dos gases da chaminé, um sistema seco, ou semi-seco, de purificador de gases para reduzir as emissões de enxofre, e dois queimadores de baixo NO_x. A usina incluirá uma torre de resfriamento de tração mecânica, que utilizará água efluente de uma instalação de produção de grãos de chumbo, adjacente.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas de força operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas de relativamente fácil operação e manutenção.

Suprimento de Combustível

O Porto do Açú será projetado para receber navios Capesize. Uma instalação de recebimento de carvão transferirá o carvão dos navios de embarque para uma esteira rolante, que ligará o ancoradouro dos navios de carvão à usina de energia. A esteira rolante transferirá o carvão até a divisa da usina, para armazenamento e utilização. O arranjo conceitual da usina inclui espaço para um estoque de carvão de 45 dias, para suprir um estabelecimento de geração de energia de 5.400 MW. Isto acomodará a fase inicial de 1.400 MW e uma fase subseqüente de 4.000 MW. Está previsto que o carvão será originado da Colômbia, Venezuela e África do Sul.

Água e Água Residual

Os planos iniciais eram de usar água bruta do Rio Paraíba do Sul, localizado próximo ao complexo industrial. No entanto, a água do rio tem um teor muito elevado de metais pesados e não é adequada para uso na instalação. A usina de energia exigirá cerca de 3.000 m^3/hora de água para rejeição de calor na torre de resfriamento. Desse volume, 200

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

m^3/hora serão supridos através de um poço no local, que tomará água de formação aqüífera Embore. Os restantes 2.800 m^3/hora será água efluente na usina de produção de grãos de chumbo, adjacente. A usina de produção de grãos de chumbo receberá minério de ferro, em forma de lama, através de uma tubulação. Quando a lama chegar a usina, o minério de ferro e a água serão separados. É a água efluente desse processo de separação que será disponibilizada para a usina de energia de Porto do Açu.

A descarga das caldeiras, o refugo regenerativo do desmineralizador, a vazão do descarte de cinzas e das áreas de armazenamento de carvão, e a água recolhida de diversos drenos, serão encaminhados para uma bacia de neutralização, depois para um local de coleta central de toda a zona industrial, antes de ser descarregados no mar.

Interconexão Elétrica

A usina será conectada à sub-estação de 345 kV em Campos, cerca de 35 km a oeste. Uma sub-estação e um pátio de manobras terão de ser construídos dentro dos limites da usina de energia, bem como linhas de transmissão para Campos. A usina conterá dois geradores resfriados a hidrogênio, de 700 MW, que se ligarão ao pátio de manobras através do transformador elevador. A voltagem do gerador será de 24kV, 60 Hz, com um fator de potência de 0,85. Cada unidade da usina incluirá um disjuntor, e dois transformadores individuais auxiliares.

3.6.3 Status do Projeto

O projeto conceitual da UTE Porto do Açu já esta concluído, e o processo ambiental esta em andamento. A projeção é que a usina esteja comercialmente operacional em 2012.

3.6.4 Venda de Energia

Está previsto que a energia produzida será comercializada no mercado livre, com parte dela sendo negociada no complexo do Porto do Açú, para a produção de grãos de chumbo e a para usina de aço. A instalação da usina de energia está localizada estrategicamente, para aproveitar o sub-mercado sudeste, o maior submercado do sistema interligado brasileiro. Black & Veatch foram informados que 400 MW da produção da usina já foram negociados.

3.6.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

A instalação de Porto do Açú ficará localizada no Município de Campos dos Goytacazes, no Estado do Rio de Janeiro. O carvão será descarregado num cais próximo, e entregue através de um sistema transportador até a instalação. A água bruta será retirada de poços e complementada com água de lama de minério de ferro.

A área que rodeia o vizinho Rio Perene e o mangue situado entre esse rio e o oceano, são áreas potenciais de sensibilidade ambiental.

Licenças e Aprovações Ambientais

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Logo que uma firma de consultoria ambiental for contratada, e o projeto conceitual for registrado junto a ANEEL, no final de setembro de 2007, estudos ambientais e esforços de licenciamento serão diligentemente iniciados. O escopo dos levantamentos das condições ecológicas da linha de base, e as análises dos impactos, a serem incorporados na EIA e RIMA, serão estabelecidos nos Termos de Referência (TOR) que deverão ser emitidos pela Fundação Estadual de Engenharia e Meio Ambiente (FEEMA) do estado do Rio de Janeiro. O EIA e o RIMA serão então completados e submetidos a FEEMA para revisão e aprovação. A FEEMA emitirá então um aviso disponibilizando o EIA e o RIMA para análise pública, e realizará uma reunião para permitir que as pessoas interessadas, na comunidade, expressem suas preocupações e expectativas, a FEEMA irá considerar os comentários do público na sua análise, e emitir uma Licença Prévia (LP) para o projeto. A menos que haja alguma controvérsia importante, é razoável prever que a LP será emitida dentro de 6 meses após o local ter sido selecionado.

O passo seguinte do processo de licenciamento é preparar o Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP). Deverão ser submetidos pedidos, a FEEMA para uma Permissão de Desmatamento, e à Agência Nacional de Águas (ANA ou Agência Nacional de Águas) para retirada de águas freáticas. Também deverá ser obtido um certificado do Município de Campos dos Goytacazes. O BEAP a Permissão de Desmatamento emitida pela FEEMA, a Permissão para Retirada de Água emitida por ANA, e o Certificado do Município local, deverão ser todos submetidos a SEA antes que a mesma venha a emitir a Licença de Instalação (LI) autorizando o início da construção da usina. Normalmente, o BEAP poderá ser completado, e as várias permissões poderão ser obtidas, dentro de 3 meses após a emissão da LP.

Projeto e Desempenho Ambiental

A usina de Porto do Açú será projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. A agência ambiental federal brasileira CONAMA e o Banco Mundial estabeleceram padrões e diretrizes para emissões por chaminé de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM). O Banco Mundial estabeleceu também diretrizes para emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) por novas usinas térmicas operadas com combustível sólido (carvão), que podem ser regulamentadas pelas agências estaduais (SEMA) no Brasil.

Para manter a conformidade com os padrões CONAMA para emissões, aplicáveis, o projeto provavelmente será equipado com queimadores de baixo NO_x, ou possivelmente um sistema de redução catalítica seletiva (SCR) ou de redução não-catalítica seletiva (SNCR) para administrar as emissões de NO_x. Um precipitador eletrostático ou um equipamento para filtragem por tecido, será necessário para controlar as emissões de matéria de partículas. Espera-se que em virtude do baixo teor de enxofre do suprimento de carvão, possa ser conseguido controle suficiente das emissões de SO_x, através da instalação e operação de um purificador de gás para dessulfurização seca de gases de exaustão. Todos esses sistemas de controle de poluição proporcionarão tecnologia apropriada e comprovada para conseguir e manter conformidade com os padrões de emissões por chaminé aplicáveis.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

A Tabela 3.7-1 apresenta os padrões de emissão por chaminé aplicáveis a uma nova usina operada por carvão, localizada no Estado do Rio de Janeiro.

Tabela 3.7-1
Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar

Poluente	Brasil[(1)]	Banco Mundial [(2)]	Emissões Previstas [(3)]	Equipamentos de Controle [(3)]
Matéria de partículas (PM)	800 g/MMkcal (carvão) 100 mg/Nm^3 (óleo)	50 mg/Nm^3	<50 mg/Nm^3	PMCS
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2.000 g/MMkcal (carvão) 1.800 mg/Nm^3 (óleo)	2.000 mg/Nm^3 e 190 tpd para 1.400 MW	< 2.000 mg/Nm^3 < 190 tpd	FGD
Óxidos de Nitrogênio (NO_X)	NA (carvão) 1.000 mg/Nm^3 (óleo)	750 mg/Nm^3 ou 365 ppm	< 750 mg/Nm^3 e 365 ppm	LNB ou SCR ou SNCR

(1) Resolução CONAMA Nº 8 de 6 de dezembro de 1990.
(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999).
Nm^3 é medido a 0ºC e 1 atm (101,3 quilo Pascais ou 760 mm Hg).
Total de emissões de massa são em toneladas métricas por dia (tpd).
Todos os níveis de emissão máxima deverão ser alcançados pelo menos 95 % do tempo em que a usina ou unidade estiver operando, média calculada anualmente.
(3)Conforme projeto de estudo de viabilidade inicial.

Prevê-se que as águas residuais da usina, provenientes de drenos no piso ao redor dos transformadores, oficina e áreas de estacionamento, sejam encaminhadas para separadores de óleo/água, e que seja utilizada uma bacia de neutralização para coletar e tratar a maioria dos efluentes da usina. Finalmente, o despejo dos efluentes líquidos da usina terá que atender os limites aplicáveis, estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 357/2005, bem como quaisquer limites adicionais que possam ser estabelecidos pela FEEMA no processo de licenciamento.

A especificação do projeto da usina prevê critérios de projeto que não são menos rigorosos que os limites do Brasil, refletidos na Tabela 3.7-2, e especifica ainda os critérios de qualidade para a água residual, no que se refere a constituintes adicionais tais como fosforosos (1-2 mg/l) e nitrogênio (<10 mg/l).

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-2
Padrões para Efluentes Líquidos

Poluente	Brasil[1]	Banco Mundial [2]
pH	5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total]		
Cromo (total)	N/A	0,5 mg/l
Cromo (hexavalente)	0,5 mg/l	N/A
Cobre	1,0 mg/l	0,5 mg/l
Ferro	15,0 mg/l (solúvel)	1,0 mg/l
Níquel	2,0 mg/l	N/A
Zinco	5,0 mg/l	1,0 mg/l
Óleo & Graxa	20 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	1 ml/l - teste de 1 hora em cone imhoff	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	aumento de 3ºC no centro de recebimento de água, <40ºC no máximo	3ºC acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura

[1] Com base nos padrões discriminados no Artigo 21 da Resolução CONAMA Nº 20, de 18 de junho de 1986.
[2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999).

Subprodutos de resíduo sólido da combustão, tais como cinzas em suspensão, cinzas depositadas, e quaisquer sólidos provenientes do purificador de gases, terão que ser periodicamente descartados num aterro. É possível que esses subprodutos da combustão sejam enviados para um aterro industrial em Macaé, ou então um aterro individual seja desenvolvido e permitido no local do projeto, no futuro. Espera-se que sejam geradas até 80,68 toneladas de cinza em suspensão e depositada, em cada dia de plena operação de ambas as unidades. Essa cinza será armazenada temporariamente, para venda e/ou distribuição para reutilização benéfica na comunidade.

Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzirem altos níveis de ruído poderão ser colocados dentro de invólucros acústicos e/ou atrás de outros elementos da usina, para minimizar as emissões de ruído para fora do local, de forma a atender os padrões de ruído aplicáveis, sumarizados na Tabela 3.7-3.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-3
Padrões de Ruído

Local	Brasil	Banco Mundial
dBA ambiente (dia/noite)	Zonas Hospitalares & Residenciais Não-urbanas 45/40 db(A) Zona Residencial Urbana 55/50 Centro da Cidade (negócios, comércio, administração) 65/55 Predominantemente Industrial 70/65 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	O pessoal deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.

(1) Resolução CONAMA Nº 1 de 8 de março de 1990, e NBR 10151 "Avaliação de Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade" da Associação Brasileira de Padrões Técnicos (ABNT). Também o NR 15, Anexo Nº 1, do regulamento BR 15 sobre limites de tolerância para ruído contínuo ou intermitente.
Horário Diurno = das 6 às 20 horas, Horário Noturno = das 20 às 6 horas.
Medido 2 metros além dos limites da propriedade.
(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto

Mitigação e Monitoramento

Compensação ambiental monetária é tipicamente determinada com base numa porcentagem do total do investimento do projeto, que pode variar, dependendo do volume e extensão de impactos ambientais do projeto. A nível federal, a Resolução CONAMA 379, de 5 de abril de 2006, atualmente dispõe que a compensação ambiental monetária não deve ultrapassar 0,5% para todos os tipos de atividades, entretanto, uma nova resolução federal está sendo considerada, que estabeleceria uma faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital, para essa compensação. Algumas agências ambientais estaduais estabeleceram, por meio de regulamento, diferentes porcentagens mínimas para compensação ambiental. Finalmente, o valor da compensação monetária é negociado com a agência que emite a permissão (FEEMA ou IBAMA), e é paga entre a data da LP e da LI para um fundo

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

administrado pela agência que emite a permissão, para promover projetos ambientais no Estado.

Adicionalmente a essa compensação monetária, requisitos de monitoramento e mitigação serão tipicamente exigidos como condição para emissão da LI. Poderão incluir levantamentos arqueológicos, realocação da flora e fauna e monitoramento da restauração, instalação de um sistema de monitoramento contínuo das emissões para rastrear emissões de SO_2, PM e NO_x, monitoramento dos efluentes líquidos que estão sendo descarregados, bem como amostragem e análise periódica da vazão da água de chuva coletada. Em conjunto, essas medidas de mitigação e monitoramento poderão custar de 0,5% até 2% das despesas de capital do projeto. Reunidos, a compensação monetária, e os requisitos de mitigação e monitoramento, poderão todos, conservadoramente, custar até 5% do total das despesas de capital do projeto, em Estados ambientalmente ativos, como o Rio de Janeiro.

3.6.6 Acordos do Projeto

Não existem acordos disponíveis para análise nesta ocasião.

3.6.7 Investimento

A Black & Veatch estimou o custo de capital do projeto, a nível conceitual, em dólares dos Estados Unidos, para as duas unidades PC de 700 MW. Os custos de EPC estimados para as primeira duas unidades foram de $1.673/kW. Os custos do proprietário variam de acordo com cada projeto em particular. Adicionando custo do proprietário, o investimento total necessário para o desenvolvimento do projeto é de $1.949/kW ou $2,7 bilhões para os 1.400 MW.

MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2008 e continuará até 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentado na table 3.6-2

Tabel 3.6-2
UTE Porto do Açu - Estimativa de Distribuição de Caixa
(porcentage do investimento total)

2008	2009	2010	2011	2012
1,5%	24,0%	52,9%	15,4%	6.2%

3.6.8 Despesas Operacionais

As estimativas de custo de operação para UTE Porto do Açu estão baseadas em informações detalhadas que a Black & Veatch tem de projetos similares.

Essas estimativas são baseadas em recomendações de vendedores, dados de performance de unidades geradoras em operação e dados de equipes que atuam em projetos do mesmo porte. O custo de O&M se refere a despesas com mão de obra, materiais, consumíveis e contratos relacionados a operação da planta.

As despesas O&M para 2 x 700 MW estão classificadas em duas categorias primárias: custos fixos e variáveis. Os custos fixos, expressos em dólares dos Estados Unidos, por

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

unidade de capacidade, por ano (US$/kW-ano) são, principalmente, ordenados, salários, e benefícios pagos a equipe alocada a usina. Esses custos geralmente não variam com a produção gerada pela unidade. Diversamente, os custos variáveis exclusive combustível, expressos em dólares dos Estados Unidos, por unidade de produção (US$/MWh) tendem a variar em proporção quase direta com a produção de energia da unidade.

Estas premissas estão discriminadas na Tabela 3.7-5.

Tabela 3.7-5
Premissas de Desempenho da Unidade 1

Fator de Paralisação Forçada, porcentagem	3,0
Duração da Paralisação das Caldeiras, semanas	3
Freqüência de Paralisação das Caldeiras, anos/paralisação	1,5
Duração de Paralisação das Turbinas, semanas	6
Freqüência de Paralisação das Turbinas, anos/paralisação	6
Fator de Paralisações Programadas (porcentagem por ano)	4,8
Geração Líquida Efetiva (anual), MWh	4.906.469
Fator de Disponibilidade, porcentagem	92,2
Fator de Serviços, porcentagem	92,2
Consumo de Energia Auxiliar, porcentagem	7,1
Fator de Capacidade Líquida, porcentagem	80

Espera-se que cada unidade exija uma paralisação das caldeiras de 3 semanas pelo menos uma vez em anos alternados, e uma paralisação de grande porte das turbinas de 6 semanas a cada 6 anos. A maior duração da paralisação das turbinas permitirá também maiores reparos das caldeiras e demais equipamentos da usina, caso necessários. Essas paralisações de grande porte resultam num fator de 4,8 por cento de paralisação anual média programada. Os outros propulsores importantes para determinação da produção anual média são o fator de paralisação forçada e o fator de produção bruta. O fator de capacidade liquida baseado na expectativa de despacho, informação que foi fornecida à Black & Veatch pela MPX.

O plano de pessoal assume que um único operador da sala de controle irá operar cada unidade, a partir de uma sala de controles centralizados, assessorado por assistentes e operadores dos equipamentos da usina. Os arranjos de pessoal para ambas as unidades são similares, sendo que a Unidade 1 terá um quadro de pessoal de 115, e a Unidade 2, um quadro de pessoal de 103 empregados. O plano de pessoal se beneficia de economias de escala, que permite flexibilidade na forma pela qual a gerência aloca as equipes de operação e manutenção

Com a necessidade de monitorar sempre a usina, os requisitos de pessoal para operações refletem um plano de cinco (5) turnos. Este nível de mão de obra é necessário

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

para satisfazer os requisitos de 24 horas por dia de pessoal, os requisitos de treinamento de segurança e qualificação contínua, bem como atender as questões do pessoal, tais como, férias, licença por doença, feriados e faltas. Cada turno de pessoal operacional consistirá do seguinte:

- Supervisor de Turno, responsável por toda a operação da usina.
- Operadores da Usina, responsáveis pela operação de cada unidade.
- Operadores Assistentes da Usina, responsáveis pelos sistemas principais da usina.
- Operadores de Utilidades, responsáveis pelos sistemas de manipulação de cinzas e outros sistemas auxiliares.
- Operadores de Suprimento de Combustível, responsáveis pela entrega de combustível à usina.

Os custos fixos são expressos em dólares por unidade de capacidade por ano (US$/KW-ano). Custos fixos são despesas que permanecem constantes e não variam com a geração de produção da usina. A projeção de custos para este estudo abrange os salários do pessoal da usina, treinamento, computadores, e manutenção fixa. O sumário de custos fixos esta discriminado na Tabela 3.7-6.

Os elementos de maior porte de despesas variáveis exclusive combustíveis, inclui revisão geral, manutenção e itens de consumo, tais como água, produtos químicos e solventes. Black & Veatch assumiram que as revisões gerais de maior porte das caldeiras são executadas a cada 18 meses, e que as paralisações planejadas das turbinas ocorrem a cada 6 anos. Pessoal e equipamentos adicionais para manutenção estarão disponíveis através de terceirização, ou contratando terceiros prestadores de serviços. Os custos variáveis exclusive combustíveis estão discriminados na Tabela 3.7-7.

3.6.9 Planos de Desenvolvimento Futuro

Está sendo planejada uma segunda fase de desenvolvimento na UTE Porto do Açu, para uma capacidade instalada adicional de 4.000 MW. O desenho conceitual da primeira fase foi feito levando-se em consideração essa senda fase do projeto. A segunda fase irá utilizar a mesma tecnologia da primeira fase, sendo que a tecnologia Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada (IGCC) é outra que pode ser utilizada na segunda fase.

A decisão da tecnologia a ser utilizada vai ser baseada nas condições técnicas, comercias e amibientais do IGCC. O desenvolvimento ambiental começara em 2009, e objetivo é ter 1.000 MW de capacidade instalada comercialmente disponíveis começando em 2015 até 2018. O custo total de invetimento projetado para expansão é de $ 2.048/kW.

3.6.10 Dados Financeiros

Premissas Técnicas

A primeira fase da usina esta prgramada para inicio de operação em Julho de 2012, e será uma termelétrica de carvão pulverizada com 2 x 700 MW, próximo ao Rio de Janeiro. A capacidade nominal da planta é de 1.400 MW, que corresponde a uma capacidade liquida descontando perdas e consumo interno de 1.296 MW. Black & Veatch considera este valor em linha com as expectativas para uma planta com essa configuração.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

O fator de disponibilidade anual de 92,0% é agressivo, porém viável, para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

A MPX forneceu à Blzk & Veatch premissas de taxas e encargos setoriais que são aplicáveis na comercialização de energia por parte de um gerador para uma comercializadora/distribuidora e para consumidores livres. Essas premissas são similares a UTE MPX e estão apresentadas nas tabelas 3.1-9 e 3.1-10.

Despesas com combutível e utilização

Os cálculos da MPX para a planta são baseados em um consumo estimado de 492 toneladas de carvão por hora. Black & Veatch que esse dado é consistente com a estimativa de geração de energia, assumido poder calorífico e carvão de qualidade. O preço de carvão utilizado pela MPX em seus cálculos é US$ 75,88/ton.

Comercialização de Energia

Lei n º 10.488/2007 permitiu lque consumidores ivre que fazem parte de uma SPE de geração de energia a se beneficiar de reduções de tarifas no setor (CCC, CDE e PROINFA), como se fosse Autoprodutor, limitada à parcela de energia destinada a uso próprio. Isso eliminou a restrição anterior de que possibilitava obter os benefícios somentge através de consórcio, uma hipótese que criou dificuldades na concretização de financiamento para a geração empresas. Por outro lado, a estrutura de consórcio apresenta algumas vantagens fiscais em relação à estrutura SPE.

Este conceito básico é válido tanto para uma estrutura de SPE, como na estrutura de consórcio. Para ser aprovada a estrutura deve, assim como os aspectos tributários, a tomar em consideração questões regulamentar e de seguir requisitos do financiamento bancário, em termos de financiamento do projeto.

Para Açu, foi adotada uma estrutura que inclui tanto uma SPE e de um Consórcio. A SPE é o proprietário da usina, garantindo financiamento. O Consorciado como autoprodutorvirá contratar a SPE, garantindo a isenção, bem como os encargos sistema de benefícios fiscais.

A primeira fase da UTE Porto do Açu terá a maior parte de sua energia comercializada dentro mercado livre. É projetado que a segunda fase também comercializará no mercado livre. Parte da energuia também poderá ser colocada no mercado regulado se o preço se tornar mais atrativo do que o mercado livre.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.7 UTE Castilla

3.7.1 Vista Geral da Usina

A usina UTE Castilla será uma instalação operada a carvão pulverizado, consistindo de quatro geradores de vapor subcríticos de 350 MW e respectivas turbinas de vapor. O projeto está sendo desenvolvido unicamente por MPX, e está planejado para tornar-se comercialmente disponível em 2013. Está previsto que a energia produzida será gerada para o mercado aberto e para atender às necessidades de energia de companhias mineradoras locais.

A instalação ficará localizada a menos de 5 km do porto proposto em Punta Cachos, e a 80 km do município de Copiapo, no Estado chileno de Atacama. O local designado para o porto e a usina de energia cobre cerca de 1.600 hectares de terra não desenvolvida. A Figura 3.7-1 ilustra a localização desta instalação.

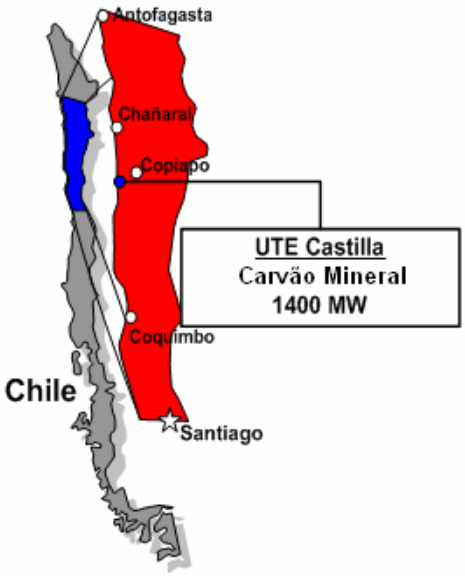


Figura 3.7-1: UTE Castilla no Chile

O carvão está previsto para ser fornecido pelo Chile ou pela Austrália, e será entregue do porto à usina através de um sistema transportador. A usina utilizará somente uma vez os sistemas de água de resfriamento para rejeição de calor, recebendo a água do mar.

3.7.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

A instalação UTE Castilla ficará localizada num complexo industrial de 1.600 hectares, projetado para também incluir um porto em Punta Cachos, a 80 km do município de Copiapo, no Estado de Atacama. O terreno pertence atualmente a REX, uma divisão de EPX. O porto será projetado para navios Capesize, e tem uma profundidade de mais de 25 metros. Está estrategicamente localizado próximo a potenciais tomadores de energia de 1.600 MW, e uma estrada costeira interestadual, atualmente em construção, que ligará o porto e a usina de energia a cidades ao norte e ao sul.

Equipamentos Principais

A usina UTE Castilla consistirá de quatro geradores de vapor subcríticos, operados a carvão pulverizado, e respectivas turbinas de vapor. O carvão é pulverizado e queimado no gerador de vapor, produzindo o aquecimento necessário para converter o suprimento de água de alta qualidade em vapor de alta pressão (HP). O vapor HP é direcionado para a turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica,

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

através de um gerador elétrico. O vapor que é descarregado da turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e direcionado para a turbina de vapor IP. O vapor descarregado da turbina, de vapor IP é vapor de baixa pressão (LP) e é conduzido através de uma turbina de vapor LP para tentar capturar qualquer energia remanescente. A Figura 3.1-2 da seção UTE MPX mostra um diagrama de fluxo de bloco de alto nível para uma usina operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

O projeto conceitual inclui um equipamento para remover emissões de partículas dos gases da chaminé, e um purificador de água do mar para reduzir as emissões de enxofre. A usina utilizará uma passagem única de água de resfriamento proveniente do mar para o resfriamento de condensadores.

O carvão é amplamente utilizado para a produção de energia elétrica, e as mais modernas usinas de força operadas a carvão utilizam geradores de vapor PC. As unidades PC são de tecnologia comprovada e têm demonstrado alta confiabilidade. Existe considerável experiência da indústria com unidades PC, e elas são consideradas de relativamente fácil operação e manutenção.

Suprimento de Combustível

O porto proposto em Punta Cachos será um porto de águas profundas, capaz de receber navios Capesize. Uma instalação de recebimento de carvão transferirá o carvão dos navios de embarque para uma esteira rolante. A esteira rolante levará o carvão até a divisa da usina, para armazenamento e utilização. A usina será projetada para operar com uma variedade de carvões, inclusive os de Magallanes do sul do Chile, e alguns carvões betuminosos da Indonésia ou da Austrália, todos eles com teor de enxofre inferior a 1%. O carvão australiano tem um valor calorífero mais elevado, um teor menor de enxofre e menos cinzas, no entanto, em virtude dos incentivos oferecidos pelo governo chileno, o carvão chileno poderá ser a melhor opção.

Água e Água Residual

Devido ao formato de Punta Cachos, à localização da usina e à corrente oceânica, a água bruta do mar será retirada de uma área a sudoeste da usina, e descarregada a noroeste. Isto garantirá que não haja mistura da água descarregada com a água captada. A usina usará uma passagem única dos sistemas de água para resfriamento. Haverá um tubo sifão, provavelmente a uma distância de 250 metros oceano adentro, cuja profundidade será de mais de 10 metros, que levará a casa de bombas. As bombas de circulação de água bombearão então a água através do condensador. A descarga do condensador será utilizada para purificar o enxofre do gás de exaustão. A água do mar da casa de bombas ou da descarga do condensador será dessalinizada, para os restantes usos de água necessários da usina.

Descarga de caldeira, água rejeitada do dessalinizador, vazão das áreas de descarte de cinzas e armazenamento de carvão, e a água coletada de diversos drenos, serão encaminhadas para uma bacia de neuralização, antes de serem despejadas no mar.

Interconexão Elétrica

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

A usina conterá quatro geradores resfriados a hidrogênio, de 350 MW, que serão ligados ao pátio de manobras através de transformadores progressivos dos geradores. A voltagem dos geradores será de 24kV, 50 Hz, com um fator de potência de 0,85. A planta incluirá um transformador auxiliar da unidade e um transformador auxiliar de reserva conectado a duas unidades. Necessária informação sobre linhas de transmissão e ligação à rede de distribuição ou aos consumidores.

3.7.3 Status do Projeto

O projeto concitual para Castilla já está completo e o processo de meio ambiente inciou em setembro de 2007. É um projeto que estará em operação comercial em 2012.

3.7.4 Venda de Energia

Está previsto que a energia produzida pela instalação de Castilla será gerada para o mercado livre. Consumidores potenciais de energia, especialmente companhia mineradoras, estão localizados bem próximo ao local.

3.7.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

A instalação de Castilla está localizada ao norte do Estado de Atacama, na área de Punto Cachos, na costa do Pacífico. O local e suas vizinhanças estão projetados para o desenvolvimento de um parque industrial. A água para resfriamento será retirada diretamente do oceano, com as águas de processamento da usina sendo obtidas do condensador da usina através de uma unidade de dessalinização. Os efluentes líquidos do projeto serão despejados no oceano. O combustível será entregue num porto próximo, e levado por um sistema transportador até o local da usina.

O local do projeto está situado na extremidade sul do **deserto de Atacama**, cerca de 100 km ao norte do Parque Nacional Llanos de Challe. O local atualmente é não-desenvolvido e desabitado. Não existem reservas ecológicas ou áreas sensíveis indicadas dentro e ao redor do local do projeto.

Licenças e Aprovações Ambientais

O processo de licenciamento ambiental começa com a preparação de um demonstrativo de impacto ambiental (EIA), também denominado demonstrativo E1, sob o regulamento de estrutura ambiental do Chile, adotado em 1997. Depois que o EIA é preparado e submetido a CONAMA, uma análise de avaliação inicial é empreendida pela agência ambiental federal CONAMA, ou regional COREMA, e sumarizada num Relatório de Avaliação Ambiental. CONAMA (ou COREMA) então publicará um aviso para comentário público, e distribuirá seu Relatório de Avaliação Ambiental a diversas agências governamentais federais, estaduais e locais, para sua análise e o processamento de permissões. Nesse sentido, permissões separadas serão provavelmente necessárias para o despejo de efluentes líquidos, manuseio e disposição de resíduos, investigações arqueológicas, qualificação dás atividades industriais, e designação de uso de terra local. As

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

agências governamentais prepararão seus próprios relatórios para apresentação a CONAMA/COREMA, com cópias das permissões emitidas.

CONAMA/COREMA então preparará um Relatório Técnico, para apresentar de volta às agências governamentais, juntamente com um sumário de todos os comentários públicos. As várias agências então aceitarão ou rejeitarão o Relatório Técnico. Um Relatório Técnico Final, incluindo a aceitação e/ou rejeições das agências governamentais, é então enviado ao Comitê Político de CONAMA/COREMA, para análise, e decisão. Uma aprovação positiva ou condicional resultará na emissão de uma Resolução de Qualificação Ambiental (RCA). Uma vez concedida, a RCA serve como uma permissão global, incluindo todas as Permissões Ambientais Setoriais (PAS) concedidas pelas outras agências governamentais.

Prevê-se que levarão meses para realizar todos os levantamentos de linha de base e análises de impacto, necessários para preparar um EIA completo para apresentação a CONAMA. O processo de análise do EIA, descrito acima, levará pelo menos seis meses, e talvez um ou dois meses adicionais, dependendo do número e extensão das solicitações de dados adicionais pelas agências revisoras. Assim, é razoável esperar que uma RCA possa ser obtida dentro de 12 a 14 meses após um consultor ambiental ser contratado.

Projeto e Desempenho Ambiental

O Chile não estabeleceu quaisquer limites de emissões de chaminé que se aplicariam à usina proposta, operada a carvão, de Castilla. No entanto, o Chile estabeleceu padrões de qualidade do ar ambiente, e será necessário demonstrar que as emissões do projeto proposto não resultarão em quaisquer impactos adversos ou degradação da qualidade do ar ambiente na área do projeto. CONAMA poderá também basear-se em diretrizes e padrões de emissão de instituições mutuantes, ou de outros países, em sua análise do EIA. Poderá ser possível instalar queimadores de baixo NO_x para controlar as emissões de NO_x, entretanto, nota-se que o EIA recentemente submetido para a usina termoelétrica de Guacolda, situada 150 km ao sul da instalação de Castilla, indica que será instalado um SCR em sua nova Unidade 4, para tratar das emissões de NO_x. Um purificador de água do mar será instalado em Castilla para tratar das emissões de SO_2, e, ou um precipitador eletrostático, ou um equipamento de filtro de tecido, será utilizado para controlar emissões de partículas. A Tabela 3.8-1 apresenta os padrões de emissão por chaminé, do Banco Mundial, aplicáveis a uma nova usina operada a carvão.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-1 Diretrizes do Banco Mundial Emissões por Chaminé de Poluentes do Ar Novas Usinas de Energia Térmica Operadas a Carvão	
Poluente	**Banco Mundial (1)**
Matéria de Partículas (PM)	50 mg/Nm^3
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2.000 mg/Nm^3
	0,2 toneladas métricas por dia (tpd) por MWe de capacidade para os primeiros 500 MWe, mais 0,10 tpd pra cada MWe de capacidade acima de 500 MWe [ou seja, 190 tpd para 1400 MW]
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	750 mg/Nm^3 ou 365 ppm
(1) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição m Grupo do Banco Mundial (1999)	

Prevê-se que a água residual da usina, proveniente de drenos no piso ao redor de transformadores, oficina e áreas de estacionamento, seja encaminhada a separadores de óleo/água, e que uma bacia de neutralização seja utilizada para coletar e tratar a maioria dos efluentes da usina antes de serem descarregados no mar adiante da zona costeira próxima. A descarga dos efluentes líquidos da usina atenderá os limites aplicáveis, estabelecidos na Tabela 4 da Resolução CONAMA Nº 90, de 2000, que está sumarizada e comparada às diretrizes para efluentes líquidos do Banco Mundial, na Tabela 3.8-2.

Os subprodutos de resíduo sólido da combustão serão descartados numa depressão natural, a oeste do local da usina. Prevê-se que até 140,68 toneladas de cinzas em suspensão e depositadas, serão geradas a cada dia de operação da usina de 1400 MW.

Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina, que produzem altos níveis de ruído, podem ser colocados dentro de invólucros acústicos e/ou atrás de outros elementos da usina, para minimizar as emissões de ruído para fora do local, de forma a atender os padrões de ruído aplicáveis, sumarizados na Tabela 3.8-3.

3.7.6 Acordos do Projeto

Não existem acordos disponíveis para análise nesta ocasião.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-2
Padrões para Efluentes Líquidos

Poluente	Chile[1]	Banco Mundial [2]
pH	5,5 a 9	6 a 9
BOD_5	N/A	50 mg/l
Metais Pesados [total]		
Cromo (total)	10 mg/l	0,5 mg/l
Cromo (hexavalente)	0,5 mg/l	N/A
Cobre	3,0 mg/l	0,5 mg/l
Ferro	N/A	1,0 mg/l
Níquel	4,0 mg/l	N/A
Zinco	5,0 mg/l	1,0 mg/l
Óleo & Graxa	150 mg/l	10 mg/l
Total de Sólidos Suspensos [TSS]	300 mg/l	50 mg/l
Cloro residual	N/A	0,2 mg/l
Aumento de temperatura [borda da zona de mistura]	N/A	3ºC acima da temperatura ambiente na borda da zona de mistura

[1] Resolução CONAMA Nº 90 Tabela 4, 30 de maio de 2000.
(2) Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999)

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-3 Padrões de Ruído		
Local	Chile[1]	Banco Mundial [2]
dBA ambiente (dia/noite)	Zona I Local 55/45 Zona II Regional 60/55 Zona III Industrial: 65/55 Zona IV Industrial 70/70 Não mais que 10 dB(A) acima do fundo	Residencial: 55/45 Industrial: 70/70
Local de trabalho	85 dB(A) por 8 horas, com nível de exposição máximo de 115 db(A) não permitido sem proteção adequada.	O pessoal deverá utilizar proteção auditiva quando exposto a níveis de ruído acima de 85 dBA. Controles viáveis de engenharia e administrativos, inclusive equipamentos acusticamente insulados e salas de controle, deverão ser empregados para reduzir o nível médio de ruído em áreas de trabalho normal.
[1] Resolução CONAMA Nº 146, de 24 de dezembro de 1997. Horário Diurno = das 7 às 21 horas, Horário Noturno = das 21 horas às 7 horas. [2] Diretrizes de Energia Térmica para Novas Usinas, Manual de Prevenção e Redução de Poluição, Grupo do Banco Mundial (1999) - medido em receptores localizados fora dos limites da propriedade do projeto.		

3.7.7 Investimento

A Black & Veatch tem desenvolvido uma estimativa de custo a nível conceitual em US dollars para quatro unidades de 350 MW carvão pulverizado. O EPC estimado para a usina é US$ 1.503/kW. O preço inicial é exclusive os custos do Proprietário. Assumindo um custo de proprietário de 20% do custo do EPC estimado, o investimento total requerido para o projeto seria de US$ 1.804/kW ou, US$ 2.525 milhões para uma instalação de 1.400 MW. È estimado um investimento adicional de US$ 143/kW para a instalação da Linha de Transmissão.

A MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2008 e continuará até 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentado na table 3.7-4

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabel 3.7-4 UTE Castilla Estimativa de Distribuição de Caixa (porcentage do investimento total)				
2007	2008	2009	2010	2011
10,0%	14,6%	53,5%	15,7%	6,2%

3.7.8 Despesas Operacionais

As estimativas de despesa operacional da UTE Castilla foram baseadas em informações detalhadas de similares e de mesma escala. As estimativas foram baseadas em uma combinação de recomendação de vendedores, dados de performance de unidades em operação e equipes de trabalho comparáveis com um projeto desta escala. O custo de O&M se refere a custos com mão-de-obra, materiais, consumíveis e contratos relacionados à necessidade de se manter a operação continua da planta termoelétrica. O custo apresentado aqui, não inclui o custo de combustível, que são tratados separadamente. Essas premissas foram destacadas na tabela 3.7-5.

O custo de O&M para os 4 módulos de 350 MW incluem duas categorias distintas: custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos, expressos em dólares americanos por unidade de capacidade por ano (US$/kW-ano), consiste em salários, equipamentos de escritório e benefícios a serem pagos à equipe de trabalho. Estes custos não variam de acordo com o despacho da usina. O sumário dos custos fixos está na tabela 3.7-6. Os custos variáveis são expressos em dólares americanos por unidade de produção (US$/MWh), e sua descrição detalhada (excluindo o custo com combustíveis) se encontra na tabela 3.7-7.

Tabela 3.7-5 UTE Castilla - Premissas de Desempenho	
Fator de Paralisação Forçada, porcentagem	3,0
Duração da Paralisação das Caldeiras, semanas	3
Freqüência de Paralisação das Caldeiras, anos/paralisação	1,5
Duração de Paralisação das Turbinas, semanas	6
Freqüência de Paralisação das Turbinas, anos/paralisação	6
Fator de Paralisações Programadas (porcentagem por ano)	4,8
Geração Líquida Efetiva (anual), MWh	2.453.343
Fator de Disponibilidade, porcentagem	92,2
Fator de Serviços, porcentagem	90,0
Consumo de Energia Auxiliar, porcentagem	7,1
Fator de Capacidade Líquida, porcentagem	90,0

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Espera-se que cada unidade exija uma paralisação das caldeiras de 3 semanas pelo menos uma vez em anos alternados, e uma paralisação de grande porte das turbinas de 6 semanas a cada 6 anos. A maior duração da paralisação das turbinas permitirá também maiores reparos das caldeiras e demais equipamentos da usina, caso necessários. Essas paralisações de grande porte resultam num fator de 4,8 por cento de paralisação anual média programada. Os outros propulsores importantes para determinação da produção anual média são o fator de paralisação forçada e o fator de produção bruta.

O plano de pessoal assume que um único operador da sala de controle irá operar cada unidade, a partir de uma sala de controles centralizados, assessorado por assistentes e operadores dos equipamentos da usina. Assim que as 4 unidades estiverem operacionais, a planta irá se beneficiar de ganhos de escala, tendo flexibilidade para alocar a equipe nas quatro unidades. Espera-se uma equipe em torno de 318 funcionários.

Com a necessidade de monitorar sempre a usina, os requisitos de pessoal para operações refletem um plano de cinco (5) turnos. Este nível de mão de obra é necessário para satisfazer os requisitos de 24 horas por dia de pessoal, os requisitos de treinamento de segurança e qualificação contínua, bem como atender as questões do pessoal, tais como, férias, licença por doença, feriados e faltas. Cada turno de pessoal operacional consistirá do seguinte:

- Supervisor de Turno, responsável por toda a operação da usina.
- Operadores da Usina, responsáveis pela operação de cada unidade.
- Operadores Assistentes da Usina, responsáveis pelos sistemas principais da usina.
- Operadores de Utilidades, responsáveis pelos sistemas de manipulação de cinzas e outros sistemas auxiliares.
- Operadores de Suprimento de Combustível, responsáveis pela entrega de combustível à usina.

Tabela 3.7-5
UTE Castilla - Premissas de Desempenho

Fator de Paralisação Forçada, porcentagem	3,0
Duração da Paralisação das Caldeiras, semanas	3
Freqüência de Paralisação das Caldeiras, anos/paralisação	1,5
Duração de Paralisação das Turbinas, semanas	6
Freqüência de Paralisação das Turbinas, anos/paralisação	6
Fator de Paralisações Programadas (porcentagem por ano)	4,8
Geração Líquida Efetiva (anual), MWh	2.453.343
Fator de Disponibilidade, porcentagem	92,2
Fator de Serviços, porcentagem	90,0
Consumo de Energia Auxiliar, porcentagem	7,1
Fator de Capacidade Líquida, porcentagem	90,0

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-6 UTE Castilla - Sumário de Despesas O&M Fixas Anuais					
Custos Fixos	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Total
Mão de Obra					
Operações	4.014	2968	3.077	3.023	13.082
Manutenção	2.509	2968	2.359	2.239	10.076
Serviço Técnico	449	366	351	351	1.517
Administração	542	127	192	0	862
Subtotal de Mão de Obra	7.514	6.430	5.980	5613	**25.537**
Manutenção de Rotina					
Subtotal	2.034	2.034	2.034	2.034	**8.136**
Outras Despesas					
Administrativas e de Escritório	751	643	598	561	2.554
Pagamento de Incentivos e Bonificações	751	643	598	561	2.554
Subtotal de Outras Despesas Fixas	1.503	1.286	1.196	1.123	**5.107**
Total de Custos Fixos	11.051	9.750	9.210	8.770	**38.780**
Capacidade Líquida da Usina, KW	350.00	350.00	350.00	350.00	**1.400**
Custos Fixos por Unidade de Geração Liquida, US$/kW-ano	**31,57**	**27,86**	**26,31**	**25,06**	**27,70**

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-7
UTE Castilla - Sumário de Despesas O&M Variáveis Anuais

Custos Variáveis	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Total
Manutenção em Paralisações					
Turbinas (por ano)	290	290	290	290	1.159
Caldeiras (por ano)	291	291	291	291	1.164
Balanceamento da Unidade (por ano)	357	357	357	357	1.428
Subtotal de Manutenção em Paralisações, Por Ano	**938**	**938**	**938**	**938**	**3.752**
Caldeira	250	250	250	250	1.000
Torre de Resfriamento	467	467	467	467	1.868
Água	350	350	350	350	1.400
Descarte de Cinzas	2.078	2.078	2.078	2.078	8.312
Dessulfuração de Gás de Combustão	246	246	246	246	984
ESP	996	996	996	996	3.984
Total de Custos Variáveis	**5.326**	**5.326**	**5.326**	**5.326**	**21.304**
Geração Líquida Anual (MWh)	**2.758.156**	**2.758.156**	**2.758.156**	**2.758.156**	**11.032.624**
Custos Variáveis por Unidade de Produção ($/MWh)	**1,90**	**1,90**	**1,90**	**1,90**	**1,90**

3.7.9 Financial Data

Premissas Técnicas

A primeira fase está programada para iniciar a operação comercial em julho de 2012. A capacidade de placa da usina sera de 1.400 MW que significa, após descontado o consume interno e perdas, a capacidade disponível será em torno de 1.315 MW. Black & Veatch considera que estes valores estão em linha com os valores esperados para este tipo de planta.

A disponibilidade anual esperada de 90% pode ser considerada agressiva, todavia viável para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

MPX proveu a Black & Veatch com as premissas de taxas e encargos que são aplicáveis para o comércio de energia quando vendendo para uma companhia de comercialização/distribuidora. Estas premissas estão disponibilizadas na Tabela 3.7-8.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.7-8 Venda de Energia para Companhias Comercializadoras/Distribuidoras		
Imposto / Encargo	**Alíquota**	**Base**
VAT (Value Added Tax)	19%	Faturamento
Taxa Corporativa	17%	Lucro
Stamp Tax	0,125% (mensal) com taxa máxima de 1,5% anual	Empréstimos financeiros
Taxa Municipal	0,25% - 0,5% (taxa máxima anual de aproximadamente US$ 526.000)	Baseado no equity da empresa que está pagando a taxa

Despesas com combutível e utilização

Os cálculos da MPX para a planta são baseados em um consumo estimado de 492 toneladas de carvão por hora. Black & Veatch que esse dado é consistente com a estimativa de geração de energia, assumido poder calorífico e carvão de qualidade. O preço de carvão utilizado pela MPX em seus cálculos é US$ 68,20/ton.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia para a UTE Castilla será baseada em contratos de longo prazo que serão assim ados com o distribuidor local (Leilões Públicos) ou diretamente com grandes consumidores no Chile.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.8 UTE Seival II

3.8.1 Vista Geral da Usina

A usina UTE Seival II proposta será uma instalação de leito fluidizado circulante (CFB), consistindo de dois geradores de vapor subcríticos, de 300 MW, e turbinas de vapor correspondentes. MPX é o único acionista do projeto, que está previsto tornar-se comercialmente disponível por volta de 2014. Está previsto que a energia produzida por esta instalação será entregue ao mercado aberto. O projeto da usina se baseará em combustível fornecido pela Mina Seival, situada bem próximo ao local proposto. O local está situado no município de Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul. A Figura 3.8-1 ilustra a localização do estabelecimento no Brasil.

3.8.2 Descrição da Usina

Situação e Imóvel

O estabelecimento está localizado no município de Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul, cerca de 400 km a sudeste de Porto Alegre, e a 40 km da República do Uruguai. O acesso ao local será proporcionado por uma rodovia próxima, bem como por uma conexão à ferrovia existente. A localização da usina proporciona acesso às instalações próximas existentes, que incluem uma mina de carvão, uma fonte de água bruta, acesso a transporte e linha de transmissão.

Equipamentos Principais

A instalação UTE Seival II consistirá de dois geradores de vapor subcríticos e turbinas de vapor. Numa unidade CFB, uma parte do ar para combustão é introduzido no fundo de um leito de combustível, calcário (para captar enxofre), e cinzas. Na presença do ar fluidizante, o combustível e o calcário se misturam rapidamente e de maneira uniforme sob o ambiente de turbulência, e se comportam como um fluido. A mistura é inflamada, em estágios, na seção de forno, produzindo o calor necessário para converter a água de alta qualidade suprida em vapor de alta pressão, (HP). Da mesma forma que nos geradores de vapor PC, o vapor HP é conduzido à turbina de vapor HP, onde a energia armazenada no vapor é convertida em energia elétrica, através de um gerador elétrico. O vapor descarregado pela turbina HP é reaquecido para produzir vapor de pressão intermediária (IP), e encaminhado à turbina de vapor IP. O vapor descarregado pela turbina IP é vapor de baixa pressão (LP), e é passado através de uma turbina de vapor LP para tentar captar qualquer energia remanescente. A Figura 3.2-2, na seção UTE MPX, mostra um diagrama

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

de bloco de fluxo de alto nível, de uma usina de força operada a carvão, típica, ilustrando o relacionamento entre o vapor HP, IP e LP.

No projeto conceitual, o ar de combustão e o sistema de gás de exaustão serão dispostos em dois conjuntos paralelos, cada um incluindo uma ventoinha de tração forçada, um pré-aquecedor de ar, precipitador eletrostático (ou dispositivo de filtragem) e uma ventoinha de tração induzida.

Durante os últimos 20 anos em que geradores CFB têm sido utilizados para a produção de vapor para geração de energia elétrica, sua disponibilidade e confiabilidade têm melhorado, e são considerados equivalentes aos geradores de vapor PC. Diversos melhoramentos nos projetos do sistema refratário, nos projetos do sistema de alimentação de combustível e sorvente, e no projeto dos equipamentos de extração de cinzas, foram feitos, e cuidam adequadamente dos problemas iniciais encontrados nesses componentes do sistema. Visto que os sistemas de gerador de vapor CFB não são dotados de pulverizadores, não têm múltiplos sistemas de queimadores com um grande número de componentes móveis ou controlados, e tem significativamente menos sopradores de fuligem, muitos dos componentes de alta manutenção dos geradores de vapor PC são evitados.

As vantagens dos geradores de vapor CFB são que as emissões de SO_2 podem ser controladas sem o uso de purificadores externos, devido ao uso de injeção de sorvente no leito. Em virtude das temperaturas de combustão mais baixas, as emissões de NO_x são intrinsecamente mais baixas. Estas características proporcionam às usinas CFB mais flexibilidade quanto ao tipo e qualidade de carvão que utilizam.

Suprimento de Combustível

O desenho do projeto baseou-se em carvão para combustão, extraído da vizinha Mina Seival. Estima-se que cada gerador consumirá 275 toneladas de carvão por hora, em plena carga. O carvão será trazido por caminhão da vizinha mina de poço aberto. Os caminhões descarregarão o carvão nas tremonhas receptoras dos trituradores de carvão, instalados e operados pelo fornecedor do carvão. Dos trituradores de carvão, o carvão será transportado para os Depósitos de Carvão que alimentam as moendas de carvão, ou para o estoque passivo (capacidade de 400.000 toneladas). Será utilizado óleo combustível leve para as operações de partida e/ou sustentação da chama.

Água e Água Residual

Toda a água bruta necessária para a operação da usina será tomada do Reservatório de Candiota, e tratada em diversos estágios para conseguir as diversas qualidades de água necessárias em toda a usina. A captação da água bruta e as bombas serão montadas no Reservatório de Candiota, cerca de 6 km distante do estabelecimento. A água alimentada para as caldeiras passará através de filtros de carbono antes de ser tratada em um dos dois conjuntos de desmineralização. Os conjuntos consistirão de um trocador de anions, desgasificador, trocador de cátions, e trocador de leito misto. A água será armazenada num reservatório de água desmineralizada.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Interconexão Elétrica

Haverá um transformador progressivo de gerador, de 230-20 kV, para cada unidade, e um transformador de serviço geral, utilizado para a partida da usina. As interconexões entre os sistemas dos equipamentos de geração são executadas através de um conjunto de fase isolada, de tubo de alumínio, protegido por um invólucro tubular de alumínio. Disjuntores ficarão posicionados no lado de descarga do gerador, transformadores de excitamento, transformadores principais, e transformadores da unidade.

3.8.3 Status do Projeto

O projeto conceitual da usina foi concluído em setembro de 2007, e o processo de estudo ambiental começou em setembro de 2007. Prevê-se que a instalação se torne operacional em 2014.

3.8.4 Venda de Energia

Está previsto atualmente que a energia produzida pela usina será vendida no mercado livre.

3.8.5 Considerações Ambientais

Situação do Projeto

O estabelecimento Seival II ficará localizado no Município de Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul, bem próximo à mina de carvão Seival. O carvão será entregue por sistema transportador e/ou caminhões da usina. Acesso rodoviário será proporcionado por uma estrada vizinha, bem como por uma conexão à ferrovia existente. A água bruta será retirada do Reservatório de Candiota e bombeada, através de tubulação, cerca de 6 km até o local da usina.

Licenças e Aprovações Ambientais

Uma vez selecionado o local da usina, uma firma de consultoria ambiental será contratada, e os esforços de licenciamento ambiental serão diligentemente iniciados no último trimestre de 2007. O escopo dos levantamentos das condições ecológicas da linha de base, e as análises dos impactos a serem incorporados na EIA e no RIMA, serão estabelecidos nos Termos de Referência (TOR) a serem emitidos pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul (SEMA). A EIA e o RIMA serão então concluídos e submetidos a SEMA, para análise e aprovação. Em seguida, SEMA emitirá um aviso disponibilizando a EIA e o RIMA à análise pública, e realizará uma reunião para permitir que as pessoas interessadas da comunidade expressem suas preocupações e expectativas. SEMA levará em conta os comentários públicos em sua análise, e emitirá uma Licença Prévia (LP) para o projeto. A menos que haja uma grande controvérsia, é razoável esperar que a LP seja emitida dentro de 6 meses após ter sido selecionado o local.

O passo seguinte no processo de licenciamento é preparar um plano de gestão ambiental, denominado Plano Básico de Ação Ambiental (BEAP). Também terão que ser submetidos pedidos, a SEMA de Permissão para Desmatamento, e à Agência Nacional de Águas (ANA ou Agência Nacional de Águas) para retirada de águas superficiais ou freáticas.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Um certificado deverá também ser obtido do município local com jurisdição sobre o terreno selecionado. O BEAP, a Permissão de Desmatamento emitida por SEMA, a Permissão de Retirada de Água emitida por ANA, e o Certificado do município local, deverão todos ser submetidos a SEMA antes de sua emissão da Licença de Instalação (LI), que autoriza o início da construção da usina. Normalmente, o BEAP pode ser completado, e as várias permissões podem ser obtidas, dentro de 3 meses após a emissão da LP.

Projeto e Desempenho Ambiental

A usina Seival II será projetada para atender a todos os padrões de desempenho ambiental aplicáveis. Tanto a agência ambiental federal brasileira CONAMA, como o Banco Mundial, estabeleceram diretrizes e padrões ambientais para emissões por chaminé de dióxido de enxofre (SO_2) e matéria de partículas (PM). O Banco Mundial também estabeleceu diretrizes para emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), para novas usinas térmicas operadas a combustível sólido (carvão), que podem ser regulamentadas pelas agências estaduais (SEMA) no Brasil.

Para manter conformidade com os padrões de emissões CONAMA aplicáveis, o projeto será provavelmente equipado com queimadores de baixo NO_x para administrar as emissões de NO_x, e um precipitador eletrostático, ou dispositivo de filtro de tecido, para controlar as emissões de matéria de partículas. Dependendo do teor de enxofre do carvão, as emissões de SO_2 poderão ser limitadas através da mistura de calcário na caldeira CFB. A Tabela 3.9-1 apresenta os padrões de emissões por chaminé aplicáveis a uma nova usina operada a carvão no Rio Grande do Sul.

Prevê-se que a água residual da usina, proveniente de drenos no piso ao redor dos transformadores, oficina, e áreas de estacionamento, sejam direcionadas a separadores de óleo/água, e que uma bacia de neutralização seja usada para coletar e tratar a maioria dos efluentes da usina. Finalmente, a descarga dos efluentes líquidos da usina atenderá todos os limites aplicáveis estabelecidos na Resolução CONAMA Nº 201/1986, bem como quaisquer limites adicionais que possam ser estabelecidos por SEMA no processo de licenciamento. Uma comparação entre os limites de efluentes líquidos, do Banco Mundial e da CONAMA do Brasil, é apresentada abaixo, na Tabela 3.1-2.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.8-1
Emissões de Chaminé de Poluentes do Ar
Para a termelétrica UTE Seival II

Pollutant	Brazil[1]	Banco Mundial [2]	Emissões Previstas [3]	Equipamentos de Controle [3]
Matéria de partículas (PM)	800 g/MMkcal (coal) 100 mg/Nm^3 (oil)	50 mg/Nm^3 (all fuels)	50 mg/Nm^3 (coal and oil)	PMCS
Dióxido de Enxofre (SO_2)	2,000 g/MMkcal (coal) 1,800 mg/Nm^3 (oil)	2,000 mg/Nm^3 120 tpd for 600 MW (all fuels)	400 mg/Nm^3 (coal and oil)	Limestone
Óxidos de Nitrogênio (NO_x)	N/A (coal) 1,000 mg/Nm^3 (oil)	750 mg/Nm^3 or 365 ppm (coal)	<400 mg/Nm^3 <300 mg/Nm^3	LNB

[1]CONAMA Resolução No. 8 de 6 de Dezembro de 1990, para carvão, e CONAMA Resolução No. 382 (Anexo I) de 26 de dezembro de 2006, para óleo.
[2]*Thermal Power Guidelines for New Plants, Pollution Prevention and Abatement Handbook*, World Bank Group (1999):

- Nm^3 is measured at 0^oC and 1 atm (101.3 kilo Pascals or 760 mm Hg).
- Total mass emissions are in metric tpd.
- All of the maximum emission levels should be achieved at least 95 percent of the time the plant or unit is operating, averaged annually.

[3]De acordo com o Estudo da Enerconsult No. 1.2.059-AM-0000-ET-1001.

Subprodutos de resíduo sólido da combustão terão que ser periodicamente removidos do leito CFB e descartados num aterro próximo. As cinzas do leito deverão ser resfriadas através de resfriadores de cinza do leito, separadas por um separador para remover as impurezas, e armazenadas num depósito de cinza do leito. A cinza do leito deverá ser injetada no combustor para reutilização, por meio de ar comprimido, quando a quantidade dos materiais for reduzida até um certo nível. O material estranho removido será recolhido num silo e despejado em caminhões tanque para transporte até o aterro próximo. Prevê-se que em cada dia de operação serão geradas até 5.665 toneladas de cinzas em suspensão e material do leito da caldeira, o que equivale a cerca de 1,75 milhões de toneladas por ano, que serão descartadas no aterro próximo.

Os equipamentos serão selecionados com garantias acústicas de que os níveis de ruído não excederão 85 dBA a uma distância de 1 metro do equipamento. Os equipamentos da usina que produzirem altos níveis de ruído poderão ser colocados dentro de invólucros acústicos e/ou atrás de outros elementos da usina, para minimizar as emissões de ruído para fora do local, de forma a atender os padrões de ruído aplicáveis, sumarizados na Tabela 3.9-3.

Mitigação e Monitoramento

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Compensação ambiental monetária é tipicamente determinada com base numa porcentagem do total de despesas de capital do projeto, que pode variar, dependendo do volume e extensão de impactos ambientais do projeto. A nível federal, a Resolução CONAMA 379, de 5 de abril de 2006, atualmente dispõe que a compensação ambiental monetária não deve ultrapassar 0,5% para todos os tipos de atividades, entretanto, uma nova resolução federal está sendo considerada, que estabeleceria uma faixa de 0,5 a 3,5% das despesas de capital, para essa compensação. Algumas agências ambientais estaduais estabeleceram, por meio de regulamento, diferentes porcentagens mínimas para compensação ambiental. Finalmente, o valor da compensação monetária é negociado com a agência que emite a permissão (SEMA ou IBAMA), e é paga entre a data da LP e da LI para um fundo administrado pela agência que emite a permissão, para promover projetos ambientais no Estado.

Adicionalmente a essa compensação monetária, requisitos de monitoramento e mitigação serão tipicamente exigidos como condição para emissão da LI. Poderão incluir levantamentos arqueológicos, relocação da flora e fauna e monitoramento da restauração, instalação de um sistema de monitoramento contínuo das emissões para rastrear emissões de SO_2, PM e NO_x, monitoramento dos efluentes líquidos que estão sendo descarregados, bem como amostragem e análise periódica da vazão da água de chuva coletada. Em conjunto, essas medidas de mitigação e monitoramento poderão custar de 0,5% até 2% das despesas de capital do projeto. Reunidos, a compensação monetária, e os requisitos de mitigação e monitoramento, poderão todos, conservadoramente, custar até 5% do total das despesas de capital do projeto, em Estados ambientalmente ativos, como o Rio Grande do Sul.

3.8.6 Acordos do Projeto

Não existem acordos disponíveis para análise nesta ocasião.

3.8.7 Investimento

Black & Veatch desenvolveu estimativas de custo de capital, a nível conceitual, em dólares dos Estados Unidos, para as duas instalações CFB de 300 MW. O custo estimado é de US$ 1.700/kW. Essas estimativas de custo são exclusive os custos do Proprietário para o desenvolvimento do projeto, todavia esses custos variam de planta para planta e para este tipo de planta os custos oscilam numa faixa de 25 a 30 percent dos custos para infra-estrutura fora do limite de bateria da instalação. Assumindo os custos do Proprietário em 30 por cento da estimativa EPC, os requisitos totais de capital para o projeto seriam de US$ 2.321/kW ou US$ 1,393 bilhões para a instalação de 600 MW.

MPX tem projetado que o desenvolvimento da usina iniciará em 2009 e continuará até meados de 2012. A distribuição de caixa estimada em porcentagem do investimento total está apresentado na table 3.8-2

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabel 3.8-2 UTE Seival II - Estimativa de Distribuição de Caixa (porcentage do investimento total)				
2009	2010	2011	2012	2013
5,0%	19,6%	53,5%	15,7%	6,2%

3.8.8 Despesas Operacionais

As estimativas de despesa operacional da para Seival II de 2 x 300 MW leito fluidizado foram baseadas em informações detalhadas de similares e de mesma escala. As estimativas foram baseadas em uma combinação de recomendação de vendedores, dados de performance de unidades em operação e equipes de trabalho comparáveis com um projeto desta escala. O custo de O&M se refere a custos com mão-de-obra, materiais, consumíveis e contratos relacionados à necessidade de se manter a operação continua da planta termoelétrica. O custo apresentado aqui, não inclui o custo de combustível, que são tratados separadamente. Essas premissas foram destacadas na tabela 3.8-3.

Tabela 3.8-3 Premissas de Desempenho CFB 2 x 300 MW	
Fator de Paralisação Forçada, porcentagem	3,0
Duração da Paralisação das Caldeiras, semanas	3
Freqüência de Paralisação das Caldeiras, anos/paralisação	1
Duração de Paralisação das Turbinas, semanas	6
Freqüência de Paralisação das Turbinas, anos/paralisação	6
Fator de Paralisações Programadas (porcentagem por ano)	8,3
Geração Líquida Efetiva (anual), MWh	4.361.218
Fator de Disponibilidade, porcentagem	88,7
Fator de Serviços, porcentagem	88,7
Consumo de Energia Auxiliar, porcentagem	7,3
Fator de Capacidade Líquida, porcentagem	83

O custo de O&M para usinas termelétricas incluem duas categorias distintas: custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos, expressos em dólares americanos por unidade de capacidade por ano (US$/kW-ano), consiste em salários, equipamentos de escritório e benefícios a serem pagos à equipe de trabalho. Estes custos não variam de acordo com o despacho da usina. O sumário dos custos fixos está na tabela 3.8-4. Os custos variáveis são expressos em dólares americanos por unidade de produção (US$/MWh), e sua descrição detalhada (excluindo o custo com combustíveis) se encontra na tabela 3.8-5.

Espera-se que cada unidade exija uma paralisação das caldeiras de 3 semanas pelo menos uma vez em anos alternados, e uma paralisação de grande porte das turbinas de 6 semanas a cada 6 anos. A maior duração da paralisação das turbinas permitirá também

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

maiores reparos das caldeiras e demais equipamentos da usina, caso necessários. Essas paralisações de grande porte resultam num fator de 8,3 por cento de paralisação anual média programada. Os outros propulsores importantes para determinação da produção anual média são o fator de paralisação forçada e o fator de produção bruta. A combinação dos fatores acima resulta num fator de capacidade anual média de 75 por cento durante a vida da usina.

O plano de pessoal assume que um único operador da sala de controle irá operar as duas caldeiras e turbina-gerador, de uma sala de controles centralizada, assessorado pelos operadores dos equipamentos da usina, manipuladores de cinza, e assistentes. O quadro total de pessoal da usina está projetado em 123.

Com a necessidade de monitorar sempre a usina, os requisitos de pessoal para operações refletem um plano de cinco (5) turnos. Este nível de mão de obra é necessário para satisfazer os requisitos de 24 horas por dia de pessoal, os requisitos de treinamento de segurança e qualificação contínua, bem como atender as questões do pessoal, tais como, férias, licença por doença, feriados e faltas. Cada turno de pessoal operacional consistirá do seguinte:

- Supervisor de Turno, responsável por toda a operação da usina.
- Operadores da Usina, responsáveis pela operação de cada unidade.
- Operadores Assistentes da Usina, responsáveis pelos sistemas principais da usina.
- Operadores de Utilidades, responsáveis pelos sistemas de manipulação de cinzas e outros sistemas auxiliares.
- Operadores de Suprimento de Combustível, responsáveis pela entrega de combustível à usina.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.8-4 **UTE Seival II Premissas de Desempenho da Unidade**	
Custos Fixos	US$000
Mão de Obra	
Operações	$4,719
Manutenção	$3,199
Serviço Técnico	$565
Administração	$462
Subtotal de Mão de Obra	**$8,946**
Manutenção de Rotina	
Subtotal	**$3,508**
Outras Despesas	
Administrativas e de Escritório	$895
Pagamento de Incentivos e Bonificações	$895
Subtotal de Outras Despesas Fixas	**$1,789**
Total de Custos Fixos	**$14,243**
Capacidade Líquida da Usina, KW	**600,000**
Custos Fixos por Unidade de Geração Liquida, US$/kW-ano	**$23.74**

Tabela 3.8-5 **UTE Seival II Despesas Anuais de O&M Variável - Sumario**	
Custos Variáveis	US$000
Manutenção em Paralisações	
Turbinas (por ano)	$386
Caldeiras (por ano)	$900
Balanceamento da Unidade (por ano)	$920
Subtotal de Manutenção em Paralisações, Por Ano	**$2,207**
Caldeira	$396
Torre de Resfriamento	$739
Água	$150
Descarte de Cinzas	$2,900
Dessulfuração de Gás de Combustão	$400
ESP	$4,382
Total de Custos Variáveis	**$11,174**
Geração Líquida Anual (MWh)	**4,361,218**
Custos Variáveis por Unidade de Produção ($/MWh)	**$2.60**

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.8.9 Dados Financeiros

Premissas Técnicas

A primeira fase da usina esta prgramada para inicio de operação em Julho de 2011. A capacidade nominal da planta é de 600 MW, que corresponde a uma capacidade liquida descontando perdas e consumo interno de 561 MW. Black & Veatch consideram este valor em linha com as expectativas para uma planta com essa configuração.

O fator de disponibilidade anual de 92,0% é agressivo, porém viável, para uma planta com esta configuração.

Premissas Financeiras

A MPX forneceu à Blzk & Veatch premissas de taxas e encargos setoriais que são aplicáveis na comercialização de energia por parte de um gerador para uma comercializadora/distribuidora e para consumidores livres. Essas premissas estão nas tabelas 3.1-9 e 3.1-10.

Despesas com combutível e utilização

Os cálculos da MPX para a planta são baseados em um consumo estimado de 1520 toneladas de carvão por hora. Black & Veatch que esse dado é consistente com a estimativa de geração de energia, assumido poder calorífico e carvão de qualidade. O preço de carvão utilizado pela MPX em seus cálculos é US$ 17.32/ton.

Comercialização de Energia

Lei n º 10.488/2007 permitiu lque consumidores ivre que fazem parte de uma SPE de geração de energia a se beneficiar de reduções de tarifas no setor (CCC, CDE e PROINFA), como se fosse Autoprodutor, limitada à parcela de energia destinada a uso próprio. Isso eliminou a restrição anterior de que possibilitava obter os benefícios somentge através de consórcio, uma hipótese que criou dificuldades na concretização de financiamento para a geração empresas. Por outro lado, a estrutura de consórcio apresenta algumas vantagens fiscais em relação à estrutura SPE.

Este conceito básico é válido tanto para uma estrutura de SPE, como na estrutura de consórcio. Para ser aprovada a estrutura deve, assim como os aspectos tributários, a tomar em consideração questões regulamentar e de seguir requisitos do financiamento bancário, em termos de financiamento do projeto.

Para Seieval, foi aprovada uma estrutura que inclui tanto uma SPE e de um Consórcio. A SPE é o proprietário da usina, garantindo financiamento. O Consorciado como autoprodutorvirá contratar a SPE, garantindo a isenção, bem como os encargos sistema de benefícios fiscais.

É esperado que planta entre em operação em 2014, e as vendas serão realizadas em primeiro lugar no Mercado Livre. Dependendo da alteração do preço entre o mercado livre e o regulado, parte da energia também poderia ser direcionado para o mercado regulado.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.9 Mina Seival

3.9.1 Introdução

O projeto da Mina de Carvão Seival proposto será uma mina de poço aberto (superficial) e pretende-se que seja a única fonte de combustível para o projeto da usina de energia UTE Seival II, proposto. A área do projeto está situada na Bacia de Carvão do Paraná no sul do Brasil, e está dentro de 8 km de uma mina de carvão de Poço aberto, operacional, e um complexo gerador operado a carvão (Mina Candiota e estação Presidente Médici de 446 MW). A Figura 3.10-1 ilustra a localização da mina no Brasil. As concessões de carvão Seival, que consistem de 6.863 hectares contíguos em quatro extensões, foram exploradas através de perfurações sub-superficiais no início dos anos 1980. Uma pequena operação de mineração de poço aberto foi posteriormente estabelecida, com cerca de 2 milhões de toneladas mineradas e embarcadas principalmente para os mercados regionais de cimento, durante o período de 1980 a 1987. Toda a seção de carvões planejada para ser minerada para o projeto da Mina de Carvão Seival foi exposta durante esse desenvolvimento limitado.

Figura 3.10-1: Mina Seival

Black & Veatch analisaram o estudo de viabilidade realizado em abril de 1999 pelo escritório de Denver, Colorado, da Companhia John T. Boyd ("Relatório Boyd" ou "Boyd") para Copelmi Mineração S.A. (Copelmi), Rio de Janeiro, Brasil. Esse relatório compreende três volumes;

- Volume I: Descobertas e Conclusões, Recomendações, Bibliografia.
- Volume II: Viabilidade Técnica
- Volume III: Dados Econômicos do Projeto da Mina

O Relatório Boyd analisou os resultados das anteriores sondagens sub-superficiais e programas de exploração, executados no início dos anos 1980, bem como uma avaliação detalhada de pré-viabilidade da base de recursos e das operações de mineração propostas. Esse trabalho anterior foi realizado por Copelmi, em associação com a Corporação Rio Tinto (Rio Tinto), que nessa ocasião tinha uma participação majoritária (80 por cento) no projeto da mina.

Esse trabalho de avaliação de pré-viabilidade realizado por Boyd consistiu de sondagem exploratória complementar, amostragem, teste analítico, modelagem geológica, e desenvolvimento de planos conceituais para a mina, juntamente com estimativas associadas detalhadas do capital e custo operacional para a produção e entrega de 2,4 a 3,0 milhões de toneladas métricas por ano, de combustível para usinas de energia, para suprir uma proposta estação geradora de 500 megawatts a ser localizada adjacente às operações de

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

mineração. Boyd foi contratado por Copelmi para realizar uma auditoria abrangente do trabalho a nível de pré-viabilidade.[1]

3.9.2 Minerabilidade das Reservas de Carvão

As descobertas mais importantes do Relatório Boyd com respeito às reservas de carvão são as seguintes:[2]

- Copelmi tem uma posição proprietária predominante e controle efetivo (em 1999) de terras que contém reservas suficientes para atender às necessidades básicas da usina (500 megawatts nominais) a quaisquer dos níveis de despacho. Boyd afirma que na ocasião (1999) do Relatório, Copelmi controlava aproximadamente 35 por cento da superfície de acres que cobriam as reservas. Copelmi identificou a propriedade desses lotes de superfície, e provisionou fundos para a aquisição dos direitos superficiais durante o período de mineração e reaproveitamento.[3] Esta questão, bem como quaisquer mudanças na "propriedade" ou controle das reservas durante o intervalo (1999 até o presente) deverão ser mais pesquisadas e avaliadas.
- Copelmi controla mais de 300 milhões de toneladas (330,7 milhões de toneladas americanas) de recursos de carvão no local, em seis veios primários de carvão que se encontram em quatro concessões de mineração contíguas, compreendendo 6.863 hectares (16.959 acres) na área de Seival. Esta base de reservas é considerada adequada para sustentar os requisitos de suprimento de combustível (tonelagem total de 60 a 75 milhões de toneladas (66 a 83 milhões de toneladas americanas) dependendo dos fatores de despacho) durante a vida estimada de 25 anos do projeto da usina de energia.
- As estimativas das reservas no local são consideradas conservadoras, com parâmetros apropriados utilizados em seus cálculos, e tolerâncias adequadas estabelecidas para anormalidades geológicas e perdas de mineração.

Boyd analisou o trabalho anterior, realizado com respeito à extensão e minerabilidade das reservas, concluindo que [4]:

- As estimativas de quantidade e qualidade das reservas se baseiam em dados reunidos e compilados de forma profissional, preparados utilizando métodos e procedimentos consistentes com os melhores padrões da indústria.
- As estimativas das reservas são consideradas conservativas, com parâmetros apropriados utilizados em seus cálculos, e tolerâncias adequadas proporcionadas para anormalidades geológicas e perdas de mineração.

[1] Relatório Boyd - Volume I apresenta um sumário do trabalho realizado por Boyd, nas páginas 1-3 até 1.5. Uma listagem dos relatórios anteriores da equipe Copelmi-Rio Tinto, analisados por Boyd, está incluída na seção de bibliografia deste volume.
[2] Relatório Boyd - Volume I, nas páginas 2-1 e 3-1 até 3-5.
[3] Relatório Boyd - Volume II, na página 2-3.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

- As características chave dos carvões a serem minerados, e as condições de mineração esperadas, são conhecidas, pois toda a seqüência dos veios foi exposta e minerada por Copelmi e terceiros, na mesma área.
- Os veios de carvão a serem minerados são permanentes e correlatáveis, com apenas uma estreita faixa de variações de qualidade em toda a área selecionada para mineração.
- O depósito apresenta características receptivas para produzir carvão em índices consistentes com os requisitos da usina.

Com base no trabalho exploratório realizado por Copelmi, Boyd reporta um total de doze veios de carvão correlatáveis subjacentes na posição da reserva. De acordo com Copelmi, isto compõe um total de 611 milhões de toneladas métricas (674 milhões de toneladas americanas) para a base total da reserva. O Relatório Boyd analisou essas estimativas quanto à razoabilidade, e re-denominou a base da reserva (utilizando o sistema de classificação de carvão dos Estados Unidos) em 473 milhões de toneladas (521 milhões de toneladas americanas) como Reservas Demonstradas, e 137 milhões de toneladas (152 milhões de toneladas americanas) como Reservas Inferidas. Em virtude da geologia geral dos depósitos, Boyd considerou os recursos Demonstrados como uma base sólida para os estudos iniciais de viabilidade.[5]

A Mina Seival proposta irá extrair carvão de seis dos doze veios mineráveis identificados, com base nos índices de espessura, qualidade, continuidade e escavação superficial dos veios. Os seis veios a serem descartados no despojo ou abandonados são considerados muito delgados (menos de 1,5 metros,(60 polegadas)) e lenticulares (ou seja, esporádicos em extensão de área), ou de qualidade mais baixa, e depositados abaixo do horizonte de mineração principal. Os veios a serem minerados variam de uma espessura média de 0,7 a 2,2 metros (cerca de 35 a 87 polegadas).

O veio mais importante das reservas é o veio CS, com uma espessura média de 2,2 metros (87 polegadas). É o depositado mais baixo dos seis veios a serem minerados. Isto resulta numa profundidade máxima de mineração até o carvão mais baixo a ser recuperado, de 45 metros (cerca de 148 pés), com uma profundidade média da área geral até o topo do veio de 20 metros (cerca de 66 pés).

Copelmi propôs minerar uma área menor, de cerca de 700 hectares (1.730 acres) dos 6.863 hectares das reservas totais, como a área prioritária, ou "Bloco de Mineração Projetado" para desenvolvimento, para satisfazer os requisitos mínimos de combustível projetados da usina de energia. Boyd conclui que essa área é mais do que suficiente para cobrir as obrigações de suprimento de tonelagem de combustível, para a vida mínima

[4] Relatório Boyd - Volume I, na página 2-1.

[5] Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 2-20 e 2-21. As definições do método australiano de classificar reservas (empregado pelo produto do trabalho de Copelmi) e o sistema de classificação dos Estados Unidos (empregado por Boyd) constam nas páginas 2-17 até 2-19. Uma descrição resumida dos doze identificados pelo trabalho de campo de Copelmi, e os programas, modelagem, e processos analíticos empregados por Copelmi e Boyd, constam nas páginas 2-12 até 2-17.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

projetada da usina. Ademais, existe amplo controle mesmo se a demanda de carvão for aumentada caso a usina atinja os fatores mais altos de carga previsíveis.[6]

O Relatório Boyd afirma que a geologia da "Área de Mineração Projetada" é relativamente simples, com a seguinte característica[7]:

- Os carvões estão depositados praticamente planos, com um gradiente médio de cerca de 2 graus em declive a sudoeste através das concessões.
- A topografia em toda a área da mina é suave, com relevo apenas moderado.
- Os constituintes de sobrecarga apresentam boa uniformidade em termos de espessura, tipo, e dureza das camadas.
- A espessura dos veios e as camadas intercaladas de resíduo demonstram boa continuidade lateral.
- Existe evidência de falhas normais, mas isto não é considerado um fator significativo em mineração, devido à baixa freqüência da ocorrência e magnitude, projetadas, do deslocamento das falhas. Uma exceção a isto poderiam ser áreas onde houver uma confluência de falhas.

Boyd indica que há duas (e possivelmente três) falhas inferidas na área projetada para mineração: a localização dessas falhas deverá ser melhor definida, antes que sejam finalizados o local de corte da cavidade e a direção do poço do plano inicial da mina.

Copelmi estimou uma perda de 10 por cento nas reservas mineráveis, em virtude de não recuperação de carvão devido a falhas na Área de Mineração Projetada. O Relatório Boyd parece concordar com esta avaliação, mas recomenda que sejam realizadas sondagens de núcleos adicionais, para melhor definir a existência, localização, e deslocamento vertical/lateral dos veios - especialmente em áreas onde as falhas possam confluir.[8] Black & Veatch concordariam com essa avaliação, e recomendariam ainda perfurações e avaliações geológicas adicionais para apurar a extensão das falhas em outras áreas (além dos limites da Área de Mineração Projetada) da concessão total, em áreas que possam ser candidatas alternativas (devido a mudanças nas circunstâncias) à mineração, em lugar da área anteriormente minerada.

Boyd analisou o status dos esforços de Copelmi para permissões ambientais (em 1999) para o projeto proposto. Boyd não identificou quaisquer "falhas fatais" ou deficiências nesse esforço.

Foi subsequentemente emitida uma Licença datada de 31 de março de 2005, para Copelmi, para operar a Mina Seival proposta. Essa licença é valida para um período de quatro anos, e inclui uma lista de restrições e condições a serem cumpridas durante as operações de mineração. A licença inclui ainda os procedimentos e termos para renovação.

[6] Relatório Boyd – Volume I, na página 3-2.
[7] Relatório Boyd - Volume I, na página 3-2. Detalhes adicionais com respeito à geologia das reservas, constam no Volume II, nas páginas 2-5 até 2-12.
[8] Relatório Boyd - Volume I, nas páginas 4-1 até 4-3.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.9.3 Qualidade Projetada do Carvão

As descobertas principais do Relatório Boyd com respeito à qualidade prevista das reservas de carvão são as seguintes:[9]

- Os dados sobre a qualidade do carvão, anteriormente coletados e analisados por Copelmi et al. foram realizados de forma profissional e competente, utilizado técnicas modernas (em 1999), e adequadamente documentados. Boyd realizou verificações no local, sobre a qualidade do carvão, que em geral corresponderam as estimativas de Copelmi.

  Boyd observou que os dados dos programas exploratórios de 1980 tinham algum nível de falibilidade com respeito aos arquivos de dados, e estavam sujeitos a um programa de validação antes da utilização.[10]
- Pode-se prever que a qualidade do carvão entregue se enquadre nos seguintes valores:

	Análise do Carvão Retirado da Mina							
	Conforme Recebido				Base Seco			
	Cinzas %	Valor Calorífico		Enxofre %	Cinzas %	Valor Calorífico		Enxofre %
		kcal/kg	Btu/libra			kcal/kg	Btu/libra	
Média de 25 Anos	45,0	2.500	4.500	1,5	54,0	3.000	5.400	1,8
Mínimo Anual	41,0	2.300	4.140	1,2	49,0	2.800	5.040	1,4
Máximo Anual	47,0	2.800	5.040	1,7	58,0	3.400	6.120	2,0

O Relatório Boyd observou, como uma advertência, que os valores de qualidade acima estão sujeitos a refinamento, à medida que dados adicionais forem obtidos através de sondagens de núcleos adicionais e trabalho de campo. Boyd observou ainda que os próprios veios individuais têm propriedades analíticas diferentes. No entanto, não existe uma grande variação entre os veios, e as características de qualidade são relativamente consistentes em toda a extensão da área de um determinado veio.[11]

Com base no planejamento conceitual para a mineração da Área de Mineração Projetada, o Relatório Boyd estima ainda a qualidade do carvão Retirado da Mina (ROM), conforme extraído da Área de Mineração Projetada, dos 25 anos de vida da mina, como segue:

[9] Relatório Boyd - Volume I, nas páginas 3-4 até 3-6.
[10] Relatório Boyd - Volume II, na página 2-15.
[11] Uma descrição dos testes analíticos realizados por Copelmi et al, consta no Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 2-13 e 2-14, e outras descobertas estão indicadas nas páginas 2-22 e 2-23. Detalhes adicionais e metodologias estão sumarizados nas páginas 3-1 até 3-11.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Anos	Tonelagem de Carvão (000 toneladas)	Qualidade do Carvão (ROM) Enfraquecida, por Períodos de 5 Anos								
		Base Conforme Recebido					Base Seco			
		Umidade %	Cinzas %	Valor Calorífico kcal/kg.	Valor Calorífico Btu/libra	Enxofre %	Cinzas %	Valor Calorífico kcal/kg.	Valor Calorífico Btu/libra	Enxofre %
1–5	10.831	17,28	43,17	2.621	4.718	1,32	52,46	3.185	5.733	1,60
6–10	12.000	17,76	44,15	2.534	4.561	1,47	53,65	3.079	5.542	1,79
11–15	11.985	17,76	44,67	2.487	4.477	1,56	54,28	3.022	5.440	1,89
16–20	12.014	17,82	45,27	2.435	4.296	1,57	55,00	2.959	5.326	1,91
21–25	12.016	17,79	45,81	2.387	4.297	1,51	55,66	2.900	5.220	1,83
Todos os Anos	58.846	17,68	44,63	2.493	4.487	1,49	54,22	3.028	5.450	1,81

O Relatório Boyd decompôs em fatores os efeitos projetados do enfraquecimento do veio (ou seja, impactos sobre a qualidade do carvão e volumes de materiais não-carvão de sobrecarga ou intercalações nos veios) nas tonelagens gerais e na qualidade do carvão entregue à usina de energia. A deterioração na qualidade do carvão devido a efeitos de enfraquecimento foi estimada por Copelmi para os veios individuais; entretanto, uma densidade de enfraquecimento simplificadora (mais conservadora) e uma premissa da qualidade do carvão (como valores únicos para todos os veios), foram empregados por Copelmi para derivar estimativas das quantidades e qualidades do carvão retirado da mina. Boyd confirmou que esses valores para enfraquecimento da qualidade são apropriados para estimar a qualidade do carvão (conforme entregue) retirado da mina de Seival.[12]

A Black & Veatch concordam com as descobertas de Boyd; no entanto, como advertência, deveria ser observado que os valores de enfraquecimento decorrem da competência e capacidade dos processos de mineração. Este é especialmente o caso com a mineração de múltiplos veios delgados, os quais, sob o melhor dos contextos, tem um teor baixo de calor e alto de cinzas. Por outro lado, pode acontecer que os efeitos do enfraquecimento possam ser reduzidos abaixo dos valores assumidos por Copelmi, dando-se, atenção cuidadosa aos processos de mineração, e mediante cenários de falhas mínimas dos veios. Essa questão deveria, portanto, ser revista e adicionalmente refinada após a conclusão de planos atualizados (e mais detalhados) para a mineração dos carvões.

Note-se que o trabalho exploratório anterior (dos anos 1980) realizado por Copelmi limitou-se a análises aproximadas de amostras dos núcleos, e não inclui análises dos teores

[12] Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 3-5 e 3-6. As médias de campo no local, da qualidade estimada do carvão, por veio, estão incluídas na página 2-23. Uma comparação das estimativas de Copelmi e Boyd, das estimativas de produção de 25 anos (vida da mina) da Área de Mineração Projetada, consta na Tabela 3.1, na página 3-8.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

de umidade. O segundo programa confirmativo, realizado em julho de 1997 por Copelmi, incluiu análises mais abrangentes de amostras dos núcleos. Com base na revisão, por Boyd, do produto do trabalho anterior, eles estimam que o teor total de umidade (inclusive água do solo e água de chuva) dos carvões entregues, entre 16 a 19 por cento, com um teor médio de 17,68 por cento. Como o teor de umidade tem um efeito significativo sobre as qualidades do carvão (particularmente o valor de aquecimento e pesos de tonelagem), as características de combustão e os custos totais de transporte e queima dos combustíveis, poderia ser apropriado focalizar este valor como parte do trabalho exploratório adicional e planejamento referente ao próximo estágio de desenvolvimento do projeto.

Note-se também que Copelmi propôs que dois dos veios depositados acima do veio principal (veio CS) seriam descartados em virtude do alto teor de enxofre (veio S2 com 2,46 por cento de enxofre em média) e teor de cinzas (veio BL com 70,5 por cento de cinzas em média). Sob o plano de mineração proposto por Copelmi e endossado por Boyd, esses veios seriam minerados para obter acesso ao veio CS subjacente, porém descartados para a entre-carga.

É provável que o uso de tecnologias de combustão de carvão pulverizado fossem previstas para a usina de energia em 1999 (e períodos anteriores), que envolveriam problemas de combustão e restrições de emissões no ar na utilização desses carvões.

O projeto conceitual da usina de Energia de Seival utiliza tecnologias de leito fluidizado circulante, que são mais clementes com respeito a altos teores de enxofre e cinzas -especialmente quando incluídos como um componente relativamente pequeno de uma mistura de combustíveis. Embora esses veios sejam reportados como de ocorrência errática, pode ser econômico incluí-los seletivamente como parte das reservas recuperáveis - especialmente pois os custos da remoção dos materiais de sobrecarga já teriam sido efetuados. A decisão envolveria uma avaliação econômica dos custos/benefícios do transporte e uso desses veios de carvão (inclusive transporte das cinzas) na mistura geral de combustíveis.

Tanto Copelmi como Boyd reconheceram que os programas exploratórios e dados dos núcleos eram inadequados para análises econômicas e planos de mineração mais detalhados. Trabalho adicional de análise e sondagem dos núcleos foi proposto por Boyd (e ratificado por Copelmi) para aumentar a confiabilidade das estimativas de reservas recuperáveis, para adquirir maior confiança nos valores da qualidade do carvão, e para desenvolver informações adicionais com respeito à presença de falhas.[13]

Informações se esse trabalho complementar foi ou não realizado, e os resultados do mesmo, não foram incluídos nos dados encaminhados para minha revisão.

3.9.4 Viabilidade Econômica da Mina

No período de 1997 a 1999, Copelmi desenvolveu vários planos de mineração para extração de carvões da Área de Mineração Projetada, para atender uma mina de energia projetada, de 500 MW. Os planos de mineração assumiram uma operação de mineração convencional, em poço aberto, empregando métodos de mineração com caminhões (com

[13] Relatório Boyd - Volume II, nas páginas 2-24 e 2-25.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

capacidades de 35 e 65 toneladas) e escavação (caçambas de 3,5 metros cúbicos) para remoção de sobre-carga/inter-carga e recolhimento do carvão.

Boyd revisou e auditou os planos de Copelmi e, em geral, concordou com o produto do trabalho anterior.[14]

Boyd observou que os métodos de mineração por caminhão e escavação, selecionados por Copelmi, representavam uma alternativa de "menor risco" para o tipo e natureza das reservas de carvão. Boyd endossou também a escolha dos equipamentos para equipar a mina, observando que sua capacidade de produção de relativamente baixa escala era bem adequada para o plano da mina, e comparável aos tamanhos de equipamentos disponíveis (e possíveis de manutenção) no sul do Brasil em 1999.[15]

Black & Veatch concordam, em geral, com as avaliações de Boyd, e sugeririam que a lista dos equipamentos de mineração propostos fosse atualizada para refletir os aperfeiçoamentos tecnológicos dos equipamentos e maquinários atualmente disponíveis no Brasil.

Os planos de Copelmi e Boyd são relativamente detalhados para esforços a nível conceitual, e abrangentes quanto aos níveis assumidos de pessoal, contextos para operações/equipes da mina, e fatores de produtividade. Incluem despesas de capital para instalações de trituração e mistura, a serem instaladas na mina. Planos para o transporte dos carvões extraídos até a usina de energia não foram desenvolvidos.

O Volume II do Relatório Boyd examinou os custos associados ao desenvolvimento e operação das operações de mineração propostas com base em planos anteriores, desenvolvidos por Copelmi. O trabalho é também detalhado em escopo e cobertura para esforços de estudo a nível conceitual, e incluiu premissas com respeito a futuras taxas de câmbio entre o real brasileiro e o dólar dos Estados Unidos. O Relatório Boyd está baseado numa taxa de câmbio presumida (em 1999) de 1,4 reais brasileiros por dólar dos Estados Unidos. Para fins de projeção, Black & Veatch inflacionaram esses custos para valores em dólares, em 2007, assumindo uma taxa de inflação média de 7,0 por cento e uma taxa de câmbio de 2,0 reais brasileiros por dólar dos Estados Unidos.

As projeções anteriores de Copelmi, para despesas de capital e custos operacionais em três contextos de produção da mina (toneladas métricas por ano), foram revisadas por Boyd e consideradas acreditáveis pelos padrões de mineração de carvão, e comparáveis aos custos efetivos vivenciados por outras operações de mineração na região. Segue abaixo um sumário desses contextos de custo (em dólares dos Estados Unidos estimados para 2007):[16]

MPX informaou para a Black & Veatch os seguintes valores:

[14] Relatório Boyd - Volume I, na página 3-6 até 3-8, e Volume II, Seção 5.0, começando na página 5-1 até 5-28, bem como na Seção 6.0, nas páginas 6-1 até 6-8.
[15] Relatório Boyd - Volume II, Seção 5 incluindo as Tabelas 5.1 até 5.10.
[16] Relatório Boyd - Volume I, na página 3-9.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

Tabela 3.9-3 Sumário da Operação, Custo de Operação e Projeção de Invetimento (2007 US$)		
Produção anual (Milhões de Tons)	4,4	4,8
Investimento (USD Milhões)		
Partida	48,1	52,5
Anos 4 – 25	21,5	23,5
Total Investimento	69,6	76,0

A Black & Veatch não verificou estes valores.

3.9.5 Conclusões

A Copelmi é a maior empresa de mineração de carvão no Braisl; tem mais de 100 anos de experiência no setor e está operando atualmente 3 diferentes minas no estado do rio Grande do Sul, com metodologia similar a mina Seival. A maioria dos estudos desenvolvidos na Mina de Seival foi feita pela Copelmi e verificada pela Rio Tinto.

O Relatório Boyd parece ter sido preparado por profissionais qualificados, está detalhado na sua avaliação das questões e do produto do trabalho anterior executado por Copelmi.

Boyd reconhece que os programas exploratórios anteriores, executados por Copelmi, têm algumas deficiências que podem causar impactos materiais nas estimativas da base das reservas (provavelmente não é uma questão significativa, pois a concessão tem suficientes reservas no local para sustentar o projeto da usina de energia, proposto. As análises da qualidade do carvão também têm certas áreas de incerteza em virtude de falibilidade dos dados de sondagem dos núcleos. Esta é uma deficiência potencialmente mais séria, pois pode ter um impacto ponderável sobre os dados econômicos da extração de carvão (quando os custos são indicados com base no teor de aquecimento).

O Relatório Boyd fez recomendações para programas de sondagem/exploração em campo e análises da qualidade do carvão, para corrigir essas deficiências. Não disponho de qualquer evidência de que as análises estendidas e os programas de sondagens complementares foram executados.

Finalmente, o Relatório Boyd fez recomendações para a modernização dos planos de mineração de Copelmi. MPX informou a Black & Veatch que sondagens adicionais, testes do carvão e topografia para o planejamento final da mina estão no orçamento e serão iniciados em 2009. Esta informação auxiliará para realizar o melhor planejamento relativamente ao mercado existente. Os recursos necessários para a aquisição das terras remanescentes, que não estã na propriedade da Copelmi, também estão no orçamento.

Black & Veatch recomendariam que os planos de mineração fossem atualizados para refletir tecnologias atualmente existentes, custos, impactos ambientais/licenciamento e outras mudanças associadas ao estabelecimento da infra-estrutura da mina e aos projetos da usina de energia associados. Nesse sentido, seria útil visitar operações regionais de mineração (caso ainda existentes) para obter percepção das práticas de mineração vigentes no Brasil.

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

3.10 Sensibilidade de Taxa Interna de Retorno da MPX

Considerando todas as premissas apresentadas na descrição detalhada de cada projeto, foi feita uma sensibilidade de Taxa Interna de Retorno (TIR) da MPX, considerando uma faixa de preços tanto no Mercado Regulado quanto no Mercado Livre. Segue abaixo um detalhamento das bases para análise de sensibilidade:

- As taxas de retorno foram calculadas em cenário real, ou seja, não se levando em consideração inflação e variações cambiais;
- Considerou-se um incremento médio de R$ 15/MWh no preço da UTE Porto do Açu (fase I) devido à apropriação de parte dos benefícios decorrentes da Autoprodução compartilhada.
- Nos projetos UTE Seival II e UTE Porto do Açu (fase II) utilizou-se um incremento médio de R$ 25/MWh em relação ao preço base da analise de sensibilidade que são relacionados à apropriação de parte dos benefícios decorrentes da Autoprodução compartilhada para essas térmicas que iniciarão sua operação entre 2014 e 2018.
- Utilizou-se para UTE MPX (Pecém) e UTE Termomaranhão os valores oficiais do leilão de energia nova A-5 de 2007.
- O ICB máximo utilizado no mercado regulado corresponde ao ICB do primeiro leilão reajustado pelo IPCA até a data de agosto de 2007.

Utilizado-se as premissas acimas, a tabela abaixo reflete as taxas de retorno da MPX :

		ACL (R$/MWh)									
		145	150	155	160	165	170	175	180	185	190
ACR (ICB R$/MWh)	126	16,0%	16,8%	17,6%	18,4%	19,2%	20,0%	20,8%	21,6%	22,3%	23,1%
	128	16,0%	16,9%	17,7%	18,5%	19,3%	20,1%	20,8%	21,6%	22,4%	23,2%
	131	16,1%	16,9%	17,7%	18,5%	19,3%	20,1%	20,9%	21,7%	22,5%	23,2%
	134	16,2%	17,0%	17,8%	18,6%	19,4%	20,2%	21,0%	21,8%	22,5%	23,3%
	136	16,2%	17,0%	17,9%	18,7%	19,5%	20,2%	21,0%	21,8%	22,6%	23,3%
	139	16,3%	17,1%	17,9%	18,7%	19,5%	20,3%	21,1%	21,9%	22,6%	23,4%
	141	16,3%	17,2%	18,0%	18,8%	19,6%	20,4%	21,2%	21,9%	22,7%	23,5%
	144	16,4%	17,2%	18,0%	18,8%	19,6%	20,4%	21,2%	22,0%	22,8%	23,5%
	146	16,5%	17,3%	18,1%	18,9%	19,7%	20,5%	21,3%	22,1%	22,8%	23,6%
	149	16,5%	17,3%	18,2%	19,0%	19,8%	20,5%	21,3%	22,1%	22,9%	23,6%

Este relatório foi preparado para o uso exclusivo de MPX. A utilização de, ou confiabilidade neste relatório, ou quanto a qualquer informação contida no mesmo, por qualquer outra pessoa, estão sujeitos às limitações estabelecidas neste relatório.

PLANO DE NEGÓCIOS DA MPX

Oportunidades de Investimento no Setor Elétrico

Preparado para

Preparado por

PSR

Setembro 2007

Índice

1 INTRODUÇÃO 544

2 SUMÁRIO EXECUTIVO 545

2.1 OPORTUNIDADES DE MERCADO 545
2.2 ATRATIVIDADE DO PORTFOLIO DE GERAÇÃO DA MPX 545

3 A REGULAÇÃO BRASILEIRA E OS MOTORES DA OFERTA DE ENERGIA NOVA 547

3.1 INTRODUÇÃO (UMA BREVE HISTÓRIA) 547
3.2 AS DUAS REGRAS BÁSICAS PARA SEGURANÇA DE SUPRIMENTO 549
3.3 CONSUMIDORES REGULADOS E DESREGULADOS 550
3.4 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO 551
3.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR) 551
3.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL) 552
3.4.3 Evolução Histórica dos Consumidores Livres 553
3.5 LEILÕES PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO 553
3.6 LEILÕES DE ENERGIA NOVA E DE ENERGIA EXISTENTE 554
3.6.1 Leilões de Energia Nova 554
3.6.2 Leilões de energia existente 555
3.6.3 Leilões de energia alternativa 556
3.6.4 Leilão de Geração Distribuída (GD) 556
3.6.5 Leilão de Ajuste 556
3.6.6 Resumo dos leilões 557
3.7 REGRAS DO LEILÃO 557
3.7.1 Declaração de demanda 557
3.7.2 "Menu" de projetos candidatos – Leilão EN 558
3.7.3 Estrutura do leilão e escolha do vencedor – Leilões de Energia Nova e Existente 558
3.7.4 Concessão de Usinas Hidrelétricas nos Leilões de Energia Nova 558
3.7.5 Papel do governo no leilão 558
3.8 O CONTRATO DE ENERGIA NOVA 559
3.8.1 Tipos de Contratos 559
3.8.2 Condições e duração do contrato 559
3.8.3 Indexação do contrato 560
3.9 FUNCIONAMENTO DOS LEILÕES 561
3.9.1 Esquema dos Leilões 561
3.9.2 Lances no leilão de contratos por quantidade 562
3.9.3 Lances no leilão de contratos por disponibilidade 562
3.10 IMPLEMENTAÇÃO DOS LEILÕES E RESULTADOS 564

4 OPORTUNIDADES DE MERCADO PARA A MPX 567

4.1 VISÃO GERAL DA METODOLOGIA 567
4.2 SHORT AND MEDIUM TERMS 568
4.3 OPÇÕES DE EXPANSÃO NO LONGO-PRAZO 570
4.4 BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA: OPORTUNIDADES DE MERCADO PARA A MPX 573
4.5 OPORTUNIDADES DE MERCADO PARA A MPX: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA DIFERENTES TAXAS DE CRESCIMENTO DO PIB 575
4.6 CONCLUSÃO 577

5 COMPETITIVIDADE DO PORTFOLIO 578

5.1 PRINCIPAIS COMPETIDORES DA MPX 578
5.1.1 Disponibilidade 578
5.1.2 Atratividade econômica 581
5.2 MPX PORTFOLIO 582
5.2.1 Atratividade econômica 583
5.2.2 Análise de sensibilidade: carvão importado 585

5.3 CONCLUSÃO 586

A ANEXO A – CENÁRIO DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA 588

A.1 CRITÉRIO PARA ELABORAÇÃO DO CENÁRIO DE EXPANSÃO 588
A.1.1 Curto e médio prazo 588
A.1.2 Longo prazo 590
A.1.3 Grandes projetos hidroelétricos: Madeira e Belo Monte 591
A.2 ASPECTOS COMPLEMENTARES 593
A.2.1 Adequabilidade com relação aos leilões de energia nova 593
A.2.2 Restrições de gás natural no Sudeste e no Nordeste 595
A.2.3 Termo de compromisso da Petrobras para restaurar a disponibilidade das térmicas a gás natural 596
A.2.4 Geração mínima das termoelétricas 599
A.2.5 Curva de aversão a risco 599
A.2.6 Adequabilidade entre o modelo físico e comercial 599
A.2.7 Interconexões entre subsistemas 600
A.2.8 Processo de "ajuste" do cenário de expansão 602

B ANEXO B – PLANO DE EXPANSÃO: RESULTADOS ENERGÉTICOS 603

B.1 BALANÇO OFERTA VS DEMANDA 603
B.2 CAPACIDADE INSTALADA ADICIONAL 603
B.3 SIMULAÇÃO DO SISTEMA, CMO E PLD 605

C ANEXO C – PREÇOS DE ENERGIA NOVA PARA INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO 609

C.1 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO SELECIONADAS 609
C.2 CENÁRIO DE ÍNDICES MACROECONÔMICOS 609
C.3 PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS 610
C.3.1 Gás Natural 610
C.3.2 GNL 610
C.3.3 Carvão Mineral Nacional 611
C.3.4 Carvão Mineral Importado 611
C.3.5 Óleo Combustível e Óleo Diesel 611
C.4 CUSTOS DE INVESTIMENTO 612
C.5 OUTROS ASPECTOS (COMPLEMENTARES) 613
C.5.1 Custos de Operação e Manutenção 613
C.5.2 Tarifa do Uso do Sistema de Tranmissão (TUST) 613
C.5.3 Perdas na Rede Básica 613
C.5.4 Indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP) 614
C.5.5 Tipos de Contratos 614
C.5.6 Lastro, COP e CEC 615
C.5.7 Encargos e tributos para todas as tecnologias 615
C.5.8 Financiamentos Adotados 615
C.6 PORTFOLIO DA MPX: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE 616
C.6.1 Gas natural 616
C.6.2 PCH 618
C.6.3 Hidroelétrica 618
C.6.4 Carvão nacional 619

D ANEXO D – PLANO DE EXPANSÃO: CENÁRIOS ALTERNATIVOS 620

D.1 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS 620
D.2 BALANÇO ENTRE OFERTA DE ENERGIA FIRME E DEMANDA 620
D.3 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD) 623
D.4 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO) 626

E ANEXO E – PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 629

1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste relatório é fornecer à MPX um completo entendimento da estrutura, *drivers*, mecanismos, regulamentação e oportunidades de negócio no mercado elétrico brasileiro, com o objetivo de auxiliar o seu plano de negócios neste setor.

Para uma melhor compreensão dos riscos e oportunidades inerentes a este mercado, é necessário estar familiarizado com as particularidades do setor, seus arranjos comerciais, e a maneira como a expansão do sistema é estimulada. O primeiro capítulo deste relatório analisa estes temas, permitindo ao leitor não familiarizado com o setor elétrico brasileiro apreciar as questões discutidas neste relatório.

Os demais capítulos têm dois objetivos principais: (i) analisar a perspectiva de suprimento do setor elétrico brasileiro até 2014, identificando a necessidade de expansão do sistema, o que significa oportunidade de mercado para a MPX; e (ii) avaliar a competitividade e o potencial do portfolio de geração da MPX frente aos demais *players*.

Este relatório está organizado nos seguintes capítulos:

- O Capítulo 2 apresenta uma visão geral da estrutura regulatória do setor elétrico, descreve o mecanismo adotado no novo modelo para contratação de energia e discute a implementação deste mecanismo e os principais resultados dos leilões de contratos realizados até o momento;

- O Capítulo 3 apresenta o cenário de oferta e demanda para os próximos sete anos, identificando o espaço de mercado para a MPX;

- O Capítulo 4 fornece uma avaliação dos preços da energia no longo prazo no Brasil para diferentes tecnologias e em particular para o portfolio de geração da MPX.

Este relatório compreende também uma série de anexos dedicados a fornecer ao leitor informação detalhada sobre os temas discutidos neste estudo.

2 SUMÁRIO EXECUTIVO

O setor elétrico brasileiro necessita de investimentos constantes na expansão da geração de maneira a garantir confiabilidade ao crescimento da economia. O objetivo deste estudo é fornecer a MPX um completo entendimento da estrutura, *drivers*, mecanismos, regulamentação e oportunidades de negócio no mercado elétrico brasileiro, com o objetivo de auxiliar o seu plano de negócios neste setor. O estudo analisa a perspectiva de suprimento do setor elétrico brasileiro até 2014, identificando as necessidades de expansão que são traduzidas em oportunidades de mercado para a MPX e avalia a competitividade e o potencial do portfolio de geração da companhia comparado com outros *players*. O horizonte até 2014 foi escolhido porque este é o período para a implementação dos projetos de geração considerados pela MPX.

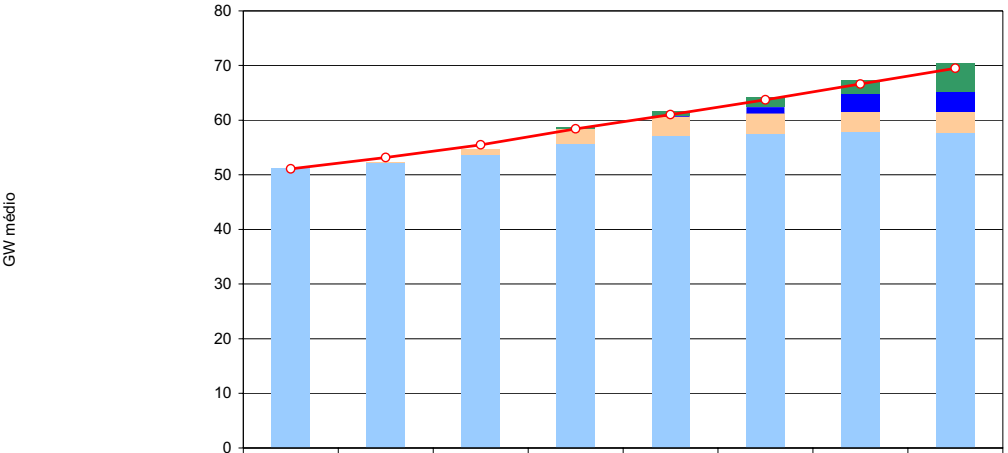
As principais conclusões são apresentadas a seguir.

2.1 Oportunidades de mercado

Para sustentar um crescimento do PIB brasileiro de 5% ao ano, cerca de 9.300 MW médios de energia firme deverão ser adicionados ao sistema durante 2014-2014. Esta nova energia deve ser contratada tanto pelo mercado livre (ACL) quanto pelo regulado (ACR) e representa espaço de mercado para os projetos de geração da MPX.

2.2 Atratividade do portfolio de geração da MPX

A MPX possui um portfolio capaz de atender a esta necessidade de energia, com competitividade em termos de quantidade e atratividade econômica. A próxima Figura mostra como o portfolio da MPX se enquadra na necessidade do mercado de 2012 a 2014.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativo	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.7	2.6	5.3
Portfolio MPX	0	0	0	0	0.1	1.2	3.3	3.8
Leilão de Energia Nova	0.0	0.2	1.0	2.9	3.5	3.7	3.7	3.7
Existente/Em Construção	51.2	52.3	53.6	55.6	57.2	57.5	57.8	57.8
Demanda	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5

Figura 2-1 – Importância do portfolio da MPX para o cenário de expansão

Praticamente todos os projetos do portfolio da MPX possuem preços de energia abaixo do limite estabelecido atualmente nos leilões de energia, mesmo considerando uma taxa de retorno mais elevada do que a considerada para investimentos deste tipo no Brasil. Isto significa que retornos maiores podem ser obtidos dada a expectativa de alta dos preços de energia no futuro, conseqüência de um balanço entre oferta e demanda apertado para os próximos anos.

Quando comparado com outros projetos, este portfolio é competitivo não apenas em termos de preço, mas também em termos de quantidade. Os principais projetos que podem competir com a MPX enfrentam atualmente algumas dificuldades. Por exemplo: (i) projetos hidro estão limitados devido à falta de estudos de viabilidade; (ii) PCH e biomassa também têm potencial limitado (muitos projetos pequenos e sem economia de escala) e (iii) térmicas utilizando gás tem menor competitividade (cláusulas de *Take or Pay* para o gás Boliviano) e maior volatilidade de preço de combustível, alem de, no caso do GNL, risco de penalidade de acordo com a regulação atual.

A MPX possui características adicionais que aumentam o valor da empresa. Por exemplo, seus projetos estão localizados estrategicamente nos quatro subsistemas, o que possibilita o aproveitamento da diferença de preços de custo prazo (PLD) entre os submercados. Além disso, alguns projetos estão localizados próximos às fontes de suprimento de combustível ou, no caso do carvão importado, aos portos, ambos pertencendo à empresa. Isto amplia a eficiência logística da companhia, o que pode ser traduzido em menores custos de transporte e maiores *upsides*.

Finalmente, após 2014, considerando um crescimento do PIB do Brasil de 5%, cerca de 3.500 MW médios de energia deverão ser adicionados por ano ao sistema. Este montante corresponde a uma vez e meia a hidroelétrica de Santo Antônio. Para permitir um crescimento sustentável desta magnitude, serão necessários investimentos de cerca de U$ 20 bilhões por ano no setor elétrico, o que representa oportunidades para a MPX no horizonte de mais longo prazo.

3 A REGULAÇÃO BRASILEIRA E OS MOTORES DA OFERTA DE ENERGIA NOVA

O objetivo deste capítulo é explicar os principais fatores que levam à expansão da oferta e comercialização de energia no sistema de energia brasileiro.

3.1 Introdução (uma breve história)

Durante a década de 80, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) era essencialmente controlado pelos governos estatal e federal. A Eletrobrás tinha diversas atividades como a "holding" do setor: principal financiadora, coordenadora da operação e expansão do Setor e fornecedora de recursos técnicos para empresas em áreas menos desenvolvidas no país.

Na década de 70, uma política de equalização de tarifas foi implementada, através de subsídios cruzados, o que gradualmente acarretou em falta de incentivos e perda de eficiência operacional. Como o desenho institucional assegurava a remuneração plena de investimentos, algumas empresas desenvolveram projetos de racionalidade econômica questionável, acelerando o processo de deterioração. A situação se tornou crítica na década de 80, quando o SEB começou a ser utilizado pelo Governo federal como instrumento para a contenção de uma crescente inflação através do controle tarifário.

Nos anos seguintes, a situação financeira atingiu níveis críticos, com crescentes e substanciais dívidas e receitas tarifárias que não eram suficientes para cobrir nem os juros de dívidas adquiridas. Quase todas as construções de projetos de geração estavam paralisadas, sem capital disponível para sua conclusão ou para novos investimentos. Um carrossel de dívidas atingiu todos os segmentos do setor: as distribuidoras não tinham recursos financeiros para assegurar os pagamentos às empresas de geração federais, as quais sofriam deterioração de sua situação financeira.

Em 1993, a Lei nº 8.631 realizou o "encontro de contas" do setor, que envolveu injeção de capital de fundos federais no SEB para restabelecer o equilíbrio econômico financeiro das empresas. Esta Lei, que eliminou a equalização tarifária, foi o primeiro passo para a reforma do Setor.

O processo de discussão para implementar a primeira reforma ocorreu de 1995 a 1998 e levou em conta a necessidade do investimento privado ao País através das rodadas de privatização de ativos a serem executadas. O Governo Federal não tinha mais recursos para investir na expansão do sistema e a decisão de abrir o setor ao capital privado foi tomada. As empresas distribuidoras foram as primeiras a serem privatizadas. O objetivo era garantir a saúde financeira e uma boa qualidade de crédito dos "compradores de energia", criando assim uma credibilidade financeira e melhorando as condições para a (futura) privatização da geração. Como resultado, a maioria das distribuidoras foi privatizada (85% da energia distribuída), garantindo cerca de US$10 bilhões de receitas para o Governo.

Paralelamente, a agência reguladora (ANEEL), o Operador do Sistema (ONS) e o mercado atacadista de energia (MAE) foram criados. Buscando garantir recursos adicionais, o Governo Federal decidiu pela privatização imediata de seu sistema de geração. Entretanto, devido à oposição política, o processo de privatização da geração foi interrompido e atualmente apenas cerca de 15% da geração é privada. A partir de 1999, a ANEEL começou a realizar licitações públicas para a construção de reforços de transmissão e para conceder a concessão de novas usinas hidroelétricas. Os leilões de concessão de empreendimentos hidroelétricos licitaram mais de 10.000 MW. O tempo de construção das novas usinas foi reduzido pela metade e os custos em 30%.

Entretanto, em 2001 o Sistema Interligado Nacional (SIN) sofreu um racionamento de energia como resultado de um contínuo decréscimo nos níveis de armazenamento dos reservatórios em anos anteriores, culminando em um limite crítico atingido em maio de 2001. O racionamento de energia durou 9 meses e a demanda foi reduzida em 20% em todas as áreas do país, exceto na região Sul. Durante este período, o processo de privatização ficou totalmente paralisado, e apesar da meta de criar um sistema baseado em competição na geração e no atacado para grandes consumidores não ter sido abandonada, as reformas que haviam sido introduzidas nos anos anteriores foram revisadas, com ênfase na segurança do sistema.

Após o término do racionamento, o consumo de energia não retomou aos níveis anteriores e resultou numa "perda" de aproximadamente 5.000 MW médios[1], correspondendo a cerca de 3 anos de crescimento de consumo. As empresas de distribuição tiveram severas perdas financeiras com o resultado da redução de consumo e o setor "pulou" de uma situação de escassez para uma de sobre-oferta de energia, que resultou em preços spot baixos e problemas financeiros também para os geradores.

Em 2002, as eleições presidenciais resultaram em um novo Governo, que assumiu o País em 2003. Uma de suas prioridades de campanha foi a reavaliação do modelo setorial proposto pelo Governo anterior.

Em dezembro de 2003, o governo federal emitiu duas medidas provisórias, MP 144 e MP 145, com as novas propostas para o setor elétrico. As MPs foram aprovadas pelo Congresso com algumas modificações em março de 2004 e convertidas nas Leis 10.847 (que criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE) e 10.848. No final de julho de 2004, foi emitido o decreto presidencial 5.163, que regulamentou a Lei Nº 10.848 detalhando as novas regras de comercialização de energia que formam a "espinha dorsal" dos novos arranjos, consolidando assim o chamado "novo modelo setorial". Esse novo modelo, cuja principal característica é um elaborado sistema de leilões de energia, tinha como objetivos principais: assegurar a expansão da oferta, garantir tarifas módicas ao consumidor final e garantir um marco regulatório estável.

Os principais mecanismos na regulação para garantir os objetivos anteriores são descritos a seguir.

---

[1] Um MW médio é equivalente à contínua produção (ou consumo) de 1 MW durante o período em questão. Um MW médio durante o período de 1 ano corresponde a 8.760 MWh. De maneira equivalente, ele corresponde ao consumo em MWh durante o período em questão dividido pelo número de horas do período.

3.2 As duas regras básicas para segurança de suprimento

A segurança de suprimento é garantida no SEB através de duas regras básicas:

- Regra Básica #1 estabelece que todo consumo de energia no sistema deve estar 100% coberto por contratos de energia.

  Isto significa que deve existir um contrato de suprimento de energia para cada MWh consumido no sistema. Esta obrigação é aplicável a distribuidoras e consumidores livres. Cada contrato deve ser registrado na CCEE, sendo que a auto-produção é equivalente a um contrato de suprimento para efeito da Regra Básica #1.

  A verificação da cobertura contratual para as distribuidoras é realizada anualmente: o consumo acumulado em MWh nos 12 meses do ano civil precedente deve ser menor ou igual ao montante contratado acumulado em MWh neste mesmo período. Para os consumidores livres a verificação é mensal, por uma janela móvel de 12 meses.

- Regra Básica #2 estabelece que, embora os contratos bilaterais sejam instrumentos financeiros, eles devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Este lastro físico pode ser assegurado por projetos de geração própria ou por contratos de suprimento de terceiros, que por sua vez devem estar lastreados por projetos.

  Para verificar esta regra, o MME atribui a cada usina no SEB um montante de energia (medido em MWh/ano) correspondendo à sua capacidade de produção sustentável. Este valor, conhecido como garantia física, é parte do contrato de concessão de usinas hidroelétricas e da autorização concedida a outros equipamentos (que não hidroelétricas).

  A metodologia para o cálculo das garantias físicas é bastante complexa, mas de forma geral, elas refletem a contribuição de energia de cada equipamento durante os períodos secos. Todos estes valores são certificados pelo governo e publicados pelo MME para cada gerador no sistema. Para as usinas hidroelétricas, por exemplo, eles correspondem à capacidade de produção continua durante os anos secos. Para usinas térmicas eles são dados pela capacidade disponível (descontando as taxas médias de parada forçada e programada) e ajustadas por um fator "redutor" que depende simultaneamente do custo operativo variável e geração mínima[2]. A garantia física das usinas hidrelétricas pode ser revisada sob certas circunstâncias[3]

---

[2] A idéia é que uma usina "cara", p.ex. movida a Óleo Diesel, só é despachada no auge de um cenário de seca, enquanto uma usina "barata", p.ex. movida a Gás Natural, é despachada antes. Consequentemente, a contribuição desta ultima para a "oferta firme" total do sistema é mais

Desta forma, a lógica geral de garantia de suprimento no setor elétrico é:

(i) Regra Básica #1 garante que toda a demanda está contratada;

(ii) Regra Básica #2 garante que todo contrato de energia possui um lastro físico de geração.

Desta forma, a combinação das duas regras anteriores garante que para cada MWh de consumo no país existe um contrato de compra de energia, que por sua vez é "lastreado" por usinas que podem produzir seus montantes contratados de forma sustentável. Assim, a segurança de suprimento está assegurada.

Adicionalmente, o requisito de 100% de contratação com lastro físico cria um "link" entre crescimento da demanda e entrada de novos equipamentos: para cada MWh de acréscimo de consumo deve haver um contrato com lastro físico, o que motiva a entrada de nova geração.

3.3 Consumidores regulados e desregulados

Todos os *consumidores regulados* só podem comprar energia de companhias de distribuidoras situadas em suas respectivas localizações. Esses consumidores têm tarifas energéticas reguladas anualmente pela ANEEL de acordo com as regras de reajuste e revisão das tarifas.

Consumidores com cargas maiores que 3 MW e conectados a 69 kV ou acima podem escolher seus fornecedores de energia, e são conhecidos como *consumidores desregulados (ou livres)*. Neste caso, o consumidor pode escolher o seu fornecedor – um gerador ou um comercializador, e a tarifa de energia é um resultado de uma negociação bilateral entre o consumidor e o seu respectivo fornecedor. De qualquer maneira, o consumidor desregulado é obrigado a pagar os custos de transporte da energia - chamados de "tarifa fio" – e este pagamento será feito a distribuidora local.

Adicionalmente, as atuais regras estabelecem que todo consumidor novo com demanda maior ou igual a 3 MW pode escolher seu fornecedor de energia, não importando qual voltagem ele está conectado. Além disso, consumidores cuja carga for maior que 500 kW podem escolher contratar energia diretamente com um produtor de energia alternativa. Estão incluídas nessa classe as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Usinas Eólicas e Usinas movidas a Biomassa. Esses consumidores são conhecidos como *consumidores especiais* e estão sujeitos a descontos nas suas tarifas de transmissão (ou distribuição) se escolherem contratar energia desse tipo de fonte.

---

significante que a da primeira. Levando ao extremo, uma termelétrica cujo custo variável fosse igual ao custo de racionamento teria uma garantia física igual a zero MW médios.

[3] No caso de usinas hidrelétricas, a garantia física é revisada a cada cinco anos, de maneira a refletir mudanças na capacidade de suprimento de energia da usina devido, por exemplo, ao aparecimento de irrigação a montante que reduz a vazão da usina. A redução da GF (se for o caso) em cada revisão é limitada a 5% do seu valor original. A redução total durante o período de concessão da usina (30 anos) é limitada a 10% do valor original. No caso de usinas termelétricas, a GF pode ser revisada em qualquer valor no caso de indisponibilidade acumulada ao longo de cinco anos.

3.4 Ambientes de contratação

Dois ambientes de contratação foram definidos pelas novas regras, englobando todos os agentes do setor:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR)
- Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Ambos serão detalhados a seguir.

3.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Neste ambiente é comercializada a energia pelas distribuidoras para o atendimento da demanda dos consumidores cativos.

Um dos aspectos que diferenciam o novo modelo institucional do anterior é o seu esquema de contratação para os consumidores cativos. Pelo esquema anterior, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais diretamente com geradores ou produtores independentes de energia (PIE). Já no novo modelo, as distribuidoras devem contratar sua energia somente através de leilões públicos.

Exceção é feita às Distribuidoras cuja carga é menor do que 500 GWh/ano, que podem escolher entre contratar energia nos leilões públicos do ambiente regulado ou não. Essas distribuidoras podem promover seus próprios leilões de compra de energia; no entanto o teto de "pass-through" para as suas tarifas é o VR (preço de referência, a ser discutido mais a frente) calculado pela ANEEL. Assim, o número de compradores nos leilões do ACR pode ser menor do que o número total de distribuidoras.

Um aspecto importante desta medida é que as distribuidoras não são mais livres para assinar contratos de "self-dealing", isto é, compra de energia de empresa do mesmo grupo. Antes, as distribuidoras podiam assinar contratos com geradores do mesmo grupo econômico até um limite de 30% da sua carga. Agora elas podem fazê-lo somente através de leilões nos quais eles concorrem em igualdade de condições com os demais geradores, e devem assinar contratos com todas as distribuidoras. .

Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras são separados em leilões de energia existente (que visam à renovação de contratos) e leilões de energia nova (para contratação de novas usinas). O governo também tem o direito de organizar leilões especiais de energia renovável (biomassa, PCH, energia solar e eólica).

Esses leilões são conduzidos anualmente pela ANEEL e CCEE e serão analisados posteriormente.

3.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Todos os consumidores acima de 3 MW e conectados a níveis de tensão acima de 69 kV, assim como novos consumidores acima de 3 MW, pode tornar-se consumidores desregulados e negociar seus contratos de fornecimento de energia diretamente com geradores e atacadistas no ambiente de contratação livre, sempre respeitando a regra de estar 100% contratado. Consumidores especiais também podem negociar no ACL, comprando energia estritamente de PCHs, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Usinas Solares.

Consumidores desregulados também estão sujeitos às mesmas penalidades das companhias distribuidoras no caso de subcontratação. Seu nível de contratação também é verificado anualmente de maneira ex-post.

Apesar dos consumidores desregulados poderem negociar bilateralmente com o fornecedor desejado os termos e condições do contrato, o uso de leilões tem sido uma prática recorrente desse tipo de consumidor, que tem como meta conseguir preços de energia mais baixos. O preço resultante nos leilões do ACR tem sido usado como referencia para os preços de energia no ACL.

Se um *potencial consumidor desregulado* (isto é, já suprido por uma distribuidora) decidir se tornar *desregulado*, ele precisa notificar a companhia distribuidora com ao menos quinze dias da data limite, para a distribuidora se capaz de apresentar suas necessidades no próximo leilão de energia existente. No entanto, o consumidor *desregulado* que queira tornar-se *regulado* novamente deve notificar a companhia distribuidora com *cinco anos* de antecedência, apesar de a distribuidora *ter o direito* de diminuir esse período. Para consumidores especiais, o período de notificação é de 6 meses, tanto para torna-se quanto para deixar de ser regulado, e pode ser reduzido em caso de comum acordo com a distribuidora.

No caso de saída de consumidores do mercado cativo da distribuidora, esta tem o direito de reduzir seus contratos existentes de energia no montante total do consumo que se tornou desregulado. A primeira vista, as distribuidoras não teriam risco de mercado no que diz respeito à saída de consumidores para o ACL. No entanto, o período para consumidores especiais saírem e retornarem para o ACR é muito curto (6 meses) e isto pode acarretar alguns riscos para as distribuidoras.

Finalmente, quando um consumidor decide se tornar um consumidor desregulado, e ele mão é suprido comercialmente pela companhia distribuidora local, ele ainda assim é obrigado a pagar a tarifa fio (TUSD). Essa tarifa é estabelecida pela ANEEL. Assim, do ponto de vista da distribuidora, a perda de um grande consumidor significará a perda da tarifa de energia, mas não da tarifa fio.

3.4.3 Evolução Histórica dos Consumidores Livres

O mercado livre de energia cresceu muito nos últimos anos. Hoje[4] existem aproximadamente 600 consumidores livres e autoprodutores registrados na CCEE cuja carga corresponde a aproximadamente 27% do consumo total do Sistema Interligado Nacional (SIN)[5].

A figura abaixo apresenta a evolução da participação dos consumidores livres no mercado total de eletricidade do País.

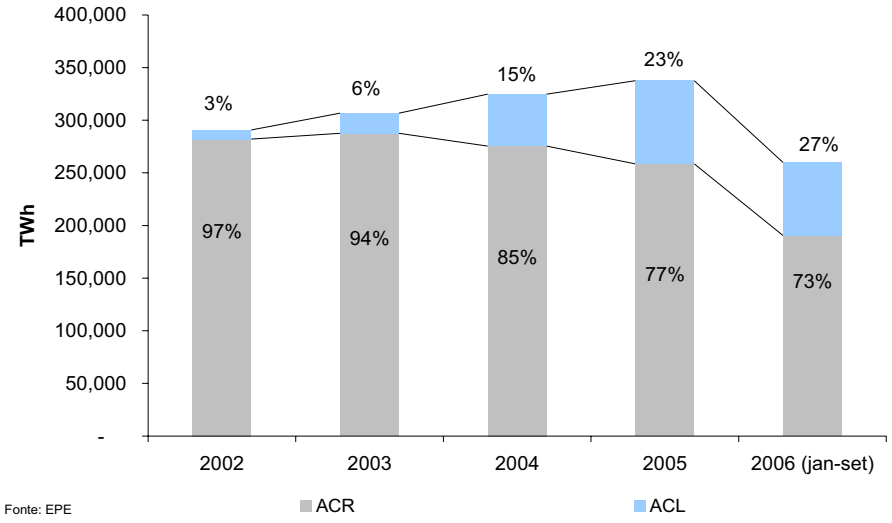


Figura 3-1 - Evolução do Consumo no ACR e ACL

3.5 Leilões para Expansão da Geração

A necessidade de expandir para assegurar um suprimento adequado de energia era uma das razões básicas para o reforma do setor elétrico brasileiro: os recursos do governo não eram suficientes para cobrir os investimentos necessários na capacidade de geração frente ao crescimento previsto da carga, que é da ordem de 3.000MW médios ao ano, tornando necessário o investimento em geração de aproximadamente US$ 3 Bilhões/ano. Por outro lado, o país tem a combinação de um forte crescimento na demanda por eletricidade com um alto nível de incerteza quanto aos níveis de crescimento (dependente, por exemplo, nas condições de crescimento econômico sustentável).

---

[4] Informação até setembro de 2006

[5] Inclui carga transportada dos autoprodutores, ou seja, o volume de energia consumido por consumidores a partir de unidades de geração de sua propriedade, que estão interconectadas ao SIN, utilizam-se da rede de transmissão, sub-transmissão e, eventualmente, de distribuição, e são despachadas centralizadamente pelo ONS.

Como descrito anteriormente, um sistema baseado em contratos bilaterais foi introduzido de forma a incentivar a entrada de novos geradores: (i) toda a carga (consumidores cativos das companhias distribuidoras e consumidores potenciais) é obrigada a estar 100% coberta por contratos de compra de energia; (ii) apesar dos contratos de fornecimento de energia serem instrumentos financeiros, eles precisam estar lastreados à capacidade de produção física de energia por parte do vendedor, que é a garantia física das usinas.

A racionalidade deste esquema é usar os contratos para induzir a expansão do sistema: a necessidade de assinar novos contratos para cobrir novas cargas é o motor da entrada de nova capacidade no sistema (os contratos precisam estar lastrados à capacidade de geração física e garantem ao investidor uma fonte estável de renda futura necessária para o financiamento). Se o sistema está 100% contratado e todos os contratos tem um lastro físico, então a segurança do suprimento está assegurada.

Com o objetivo de promover o mecanismo de compra mais eficiente, o esquema de obrigatoriedade de contratos para as companhias distribuidoras está atrelado com a existência de leilões públicos como a principal mecanismo de contratação. Assim, esses leilões são a espinha dorsal para a indução de compras eficientes de energia pelas distribuidoras em nome dos consumidores cativos. Os consumidores livres podem negociar bilateralmente suas necessidades energéticas conforme suas preferências.

Os leilões de compra de energia pelas distribuidoras são divididos em leilões para a renovação de contratos (Leilões de Energia Existente) e leilões de energia nova. Leilões de fontes alternativas de energia (eólica, biomassa, solar, pequenas hidro) também podem ser organizados.

A seguir será detalhado cada um desses tipos de leilão.

3.6 Leilões de Energia Nova e de Energia Existente

3.6.1 Leilões de Energia Nova

Os leilões de energia nova (EN) têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras. Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (15-30 anos) são oferecidos aos geradores candidatos.

A cada ano, dois tipos de leilões de EN são realizados:

a) Leilão Principal (A-5) – este leilão oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em 5 anos após o leilão. Assim, com estes prazos, este contrato viabilizará ao investidor (vencedor do leilão) obter o "project finance", e oferece o tempo necessário para construção da nova planta. Além de garantir a expansão do sistema, a redução no risco do investidor deverá levar a um menor custo para nova capacidade. Um dos principais fatores desse leilão é que as companhias distribuidoras terão que estimar sua demanda de energia com cinco anos de antecedência de maneira a melhor calcular sua demanda de energia para o leilão A-5. O último leilão A-5 ocorreu em Outubro de 2006 (para entrega em Janeiro de 2011) e o próximo acorrerá em Outubro de 2007 (para entrega em Janeiro de 2012).

b) Leilão Complementar (A-3) – este leilão também oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos. Neste caso, porém, as usinas devem entrar em operação 3 anos após o leilão. A idéia é criar um complemento para o leilão A-5 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. A fim de restringir a contratação das distribuidoras nos leilões A-3, foi criado um limite de repasse às tarifas para o montante que exceder a 2% da demanda verificada dois anos antes à sua realização (ano A-5). O último leilão A-3 ocorreu em Junho de 2007 para entrega de energia em Janeiro de 2010 e o próximo ocorrerá em 2008.

A razão para existência destes dois tipos de leilões é o reconhecimento do benefício do menor período de construção de determinadas usinas (termelétricas), mesmo que sua energia, em tese, seja mais cara que de usinas que necessitam um maior prazo de construção (hidrelétricas). Isto porque, com a grande incerteza no crescimento da demanda, uma menor diferença do prazo entre a decisão de compra (início de construção da usina) e entrega da energia (conclusão da usina) representa uma mitigação dos riscos de sobre- e/ou sub-contratação por parte das distribuidoras.

Uma importante conseqüência deste esquema é que a adição de nova capacidade ao sistema será conseqüência da vontade das companhias distribuidoras de comprar energia nesses leilões. Como o mercado regulado (consumidores cativos) representa aproximadamente 75% do mercado total de energia, os resultados desses leilões de energia nova irão *guiar* a expansão da capacidade de suprimento do sistema.

Finalmente, os leilões de energia nova não são exclusividade das companhias distribuidoras. Grandes consumidores e auto-produtores podem ter acesso a novas concessões de usinas hidrelétricas através desses leilões fazendo ofertas por esses novos projetos.

3.6.2 Leilões de energia existente

Os leilões de energia existente (EE) complementam os contratos de energia nova para cobrir assim 100% da carga. Seu objetivo é recontratar periodicamente a energia existente, por meio de leilões anuais de contratos com duração de 5 a 15 anos. A entrega da energia é feita a partir do ano seguinte ao leilão e por esta razão este leilão é chamado de A-1. Os leilões A-1 possuem limites mínimos e máximos de compra de energia, que são discutidos posteriormente. O próximo leilão A-1 está marcado para Dezembro de 2007.

Além da duração, os contratos de energia existente têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia existente: a quantidade de energia existente contatada pode ser reduzida, em qualquer momento, em caso de redução da carga da distribuidora devido à migração de consumidores cativos para o mercado livre. Adicionalmente, a quantidade de energia contratada pode ser reduzida, a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda. Em outras palavras, diferentemente dos contratos de energia nova, que podem ser interpretados como contratos "foward" padrões, os contratos de energia existente são mais similares a opções do tipo "put".

3.6.3 Leilões de energia alternativa

Além dos leilões de energia nova e existente, o MME pode periodicamente organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, PCH, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão é a mesma no A-3 e A-5. O primeiro Leilão de energia alternativa ocorreu em Junho de 2007.

3.6.4 Leilão de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de GD localizada em sua rede de distribuição (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar deste leilão, o gerador deve respeitar algumas restrições: mínima eficiência para empreendimentos termoelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), limite máximo de capacidade de 30 MW para hidrelétricas, entre outros.

3.6.5 Leilão de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo fazer um "ajuste fino" entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos e são realizados três ou quatro vezes ao ano, com entrega para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como "A0". A distribuidora poderá comprar até 1% do total de sua energia contratada por meio dos leilões de ajuste.

3.6.6 Resumo dos leilões

A figura a seguir ilustra os diferentes prazos de entrega para cada um dos leilões:

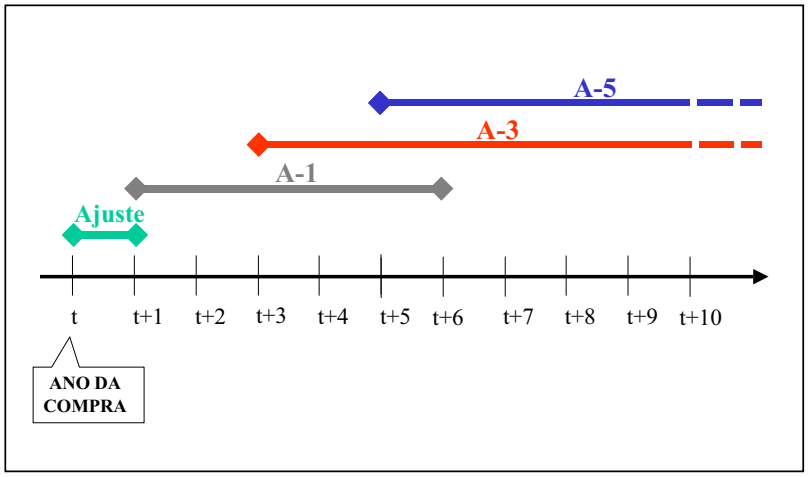


Figura 3-2 - Prazos de entrega dos contratos para os diferentes leilões de energia

Assim, o portfolio de contratos de uma companhia distribuidora é formado por uma mistura de contratos de energia nova e existente.

3.7 Regras do leilão

3.7.1 Declaração de demanda

Cada leilão de EN e EE é realizado em conjunto com todas as distribuidoras. Sessenta dias antes do leilão, cada distribuidora deve fazer uma declaração de demanda (MW médios) que deseja contratar. O leilão então é realizado para cobrir a soma de todas as declarações de demanda de forma conjunta. Este esquema de contratação conjunta é um mecanismo para criar economias de escala na contratação de energia nova e também para eqüalizar as tarifas entre os consumidores com o objetivo de um reajuste adequado das tarifas.

Além disso, cada vencedor do leilão irá assinar contratos bilaterais individuais com cada distribuidora participante do leilão, sendo o montante energético de cada contrato proporcional à demanda declarada da distribuidora e a energia total contratada pelo gerador tem que ser igual à energia oferecida por este no leilão.

Apesar de haver um leilão centralizado, as distribuidoras são as responsáveis por decidir qual a quantidade de energia que elas contratar (i.e. pela previsão do crescimento do seu consumo), os custos dos contratos podem ser repassados ao consumidor até certo preço teto (equivalente à preço ponderado do resultado do leilão) e os vencedores do leilão assinam contratos bilaterais individuais com cada distribuidora. Em outras palavras, este não é um modelo com um único comprador e o governo não interfere nos contratos nem fornece garantias de pagamento.

3.7.2 "Menu" de projetos candidatos – Leilão EN

Para os leilões de EN, o governo (através do MME) oferece aos investidores um menu de opções de nova capacidade de geração hidroelétrica. Todos os projetos terão licenças ambientais prévias, eliminando assim um risco significativo para investidor. É permitido também que os próprios investidores adicionem novos projetos ao menu de opções, como termelétricas, conexões internacionais e etc.. Todas as ofertas de quantidade no leilão devem estar ancoradas por uma capacidade física.

3.7.3 Estrutura do leilão e escolha do vencedor – Leilões de Energia Nova e Existente

Tanto no leilão de energia nova quanto no leilão de energia existente, o objetivo é contratar energia ao menor custo possível para o consumidor. Assim, a estrutura do leilão é montada com esse objetivo.

Os leilões organizados até agora usaram um modelo com duas fases hibridas, onde na primeira fase ocorre um leilão do tipo "clock-auction" com o preço descendente e o leilão termina com uma fase final onde os participantes colocam suas ofertas em um esquema "pay-as-bid" (segunda fase).

3.7.4 Concessão de Usinas Hidrelétricas nos Leilões de Energia Nova

Os vencedores dos leilões de energia nova com projetos hidroelétricos automaticamente recebem a concessão da usina hidrelétrica, além do já mencionado contrato de 15-30 anos. Esse modelo é diferente – e mais seguro, do ponto de vista do investidor – do que o esquema regulatório anterior, onde os investidores tinham que primeiro ganhar a concessão do projeto hidroelétrico em uma licitação publica e só depois disso podiam tentar fechar contratos de venda de energia.

3.7.5 Papel do governo no leilão

O Ministério de Minas e Energia montou um comitê para organizar esses leilões. O comitê é composto por dois representantes de cada uma das principais instituições do setor - EPE, MME, ANEEL e CCEE –, além de advogado do MME. Esse comitê está encarregado de propor todos os documentos relevantes, incluindo método do leilão e contratos de energia para cada leilão. Esse comitê é conhecido como o Comitê do Leilão.

3.8 O Contrato de Energia Nova

3.8.1 Tipos de Contratos

Visando definir o melhor portfolio de contratos a ser oferecido nos leilões, o novo modelo do setor contempla duas possíveis modalidades de contratação:

(i) Contratos por quantidade de energia (contratos "a termo" ou forward) – é um contrato de energia tipo "take or pay" padrão, onde o comprador paga um valor em R$/MWh fixo pela energia contratada. Neste tipo de contrato todos os custos variáveis de geração e os ganhos ou perdas financeiras (riscos hidrológicos) referentes à operação energética integrada ficam alocados aos agentes geradores.

(ii) Contratos por disponibilidade de energia (contratos de "opção" de energia) – neste tipo de contrato o consumidor "aluga" a usina do investidor, pagando uma quantidade fixa (R$/kW.mês) e reembolsa a usina pelos seus custos operacionais variáveis (R$/MWh) quando sua parte flexível for despachada ou o consumidor arca com os custos da energia no CCEE, caso contrário. Isto pode representar um *upside* para os projetos da MPX se os custos atuais dos seus projetos termoelétricos forem menores que os valores declarados. A redução deste parâmetro pode ser viável para MPX, pois a empresa é proprietária de portos, minas, etc, o que implica em redução de custos de transporte.

O MME tem o direito de decidir qual tipo de contrato será oferecido em cada leilão. O Objetivo é sempre prover as companhias de distribuição com o melhor portfolio de contratos para minimizar os custos para o consumidor. De maneira geral, o MME tem aplicado o contrato de quantidade para os leilões de energia existente. Para os leilões de energia nova, o MME tem aplicado o contrato por quantidade para usinas hidrelétricas e contratos por disponibilidade para usinas termelétricas.

3.8.2 Condições e duração do contrato

Os contratos de energia nova têm duração entre 15 e 30 anos. Por exemplo, nos últimos leilões de energia nova, o MME decidiu que as usinas hidrelétricas teriam um contrato de 30 anos e as usinas termelétricas teriam contratos de 15 anos. Por outro lado, a duração típica de um contrato de energia existente é entre 5 e 8 anos (a duração máxima é de 15 anos). Leilões de energia existente recentes usaram contratos com 8 anos de duração.

Contratos de energia existente e nova têm varias clausulas particulares e condições, cuja discussão detalhada está fora do escopo deste relatório. De maneira geral, nós destacamos as penalidades especiais por atrasos na entrada em operação dos projetos nos contratos de energia nova, que resultam na necessidade de substituir essa energia por uma originada por outro "novo" projeto e na aplicação de penalidades pesadas caso contrário. Nós também destacamos o fato de que existem pesadas penalidades associadas aos cancelamentos não segurados e garantias para o desempenho do contrato, o que faz o cancelamento do contrato uma possibilidade dúbia para a distribuidora.

3.8.3 Indexação do contrato

Preços de contrato para energia existente são ajustados todo ano de acordo com a inflação. Eles são indexados pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo). A indexação é simultânea com o reajuste anual da tarifa da distribuidora. Isso significa que os reajustes do preço dos vários contratos firmados em cada leilão são espalhados ao longo do ano, já que o vendedor precisa assinar contratos separados com cada distribuidora e cada distribuidora possui sua própria data de reajuste anual da tarifa.

Até o momento, os contratos de energia nova produzida por usinas hidrelétricas são contratos por quantidade. Os preços destes contratos são indexados pela inflação da mesma maneira que os contratos de energia existente: cada contrato é reajustado uma vez por ano tendo como referencia o IPCA. O reajuste é simultâneo com o reajuste anual da tarifa da distribuidora e, como cada vendedor assina contratos com várias distribuidoras após o leilão, cada uma delas com sua própria data de reajuste de tarifas, os reajustes dos preços dos contratos ficam espalhados ao longo do ano.

Até o momento, contratos de energia nova produzida por usinas termelétricas são contratos por disponibilidade. Nesses contratos, os preços têm duas componentes: uma componente fixa, expressada em R$/ano e paga todo ano com periodicidade mensal, e uma componente variável, expressa em R$/MWh e paga pela energia efetivamente produzida pela usina quando a porção flexível desta é despachada pela ONS. Cada um destas das componentes do preço tem, por sua vez, duas sub-componentes: a sub-componente do combustível e a sub-componente do resto.

As sub-componentes do combustível são calculadas pela EPE tomando como base dados técnicos e de custo fornecidos pelo vendedor (principalmente eficiência da usina e inflexibilidade) e custos de combustível padrão para cada tipo de combustível. Usando esses dados, a EPE calcula quanto da componente variável informada corresponde a sub-componente do combustível do preço variável. A EPE usa os mesmos dados para calcular as despesas anuais com combustível associadas à geração inflexível da usina, e esses gastos são a sub-componente do combustível da componente fixa do preço. As componentes restantes, tanto da parte fixa quanto da variável, são calculadas subtraindo as componentes do combustível das tarifas cheias.

Após essas sub-componentes terem sido calculadas, elas são indexadas de maneiras significativamente diferente ao longo da duração do contrato:

- As sub-componentes do resto tanto da parte fixa quanto da parte variável são reajustadas uma vez por ano – em Novembro – usando o IPCA
- A sub-componente do combustível da parte variável é indexada todo mês, usando os seguintes indexadores:
    - i) Para o Gás Natural, NYMEX (Henry Hub Natural Gas Futures Contracts – NG1)

ii) Para Óleo Combustível, US Gulf (No 6 3% USG Waterbone Platts Mid)

iii) Para Óleo Diesel, US Gulf (No 2 USG Waterbone Platts Mid)

iv) Para Carvão Importado, preço do carvão no mercado internacional CIF ARA, publicado pela Platts – Coal Trader International

v) Para todos os outros combustíveis, o IPCA, e neste caso o reajuste ocorre somente uma vez ao ano, no mês de Novembro.

A sub-componente do combustível da componente fixa do preço é reajustada todo ano no mês de Novembro. Sua indexação reflete os gastos reais com combustível no ano precedente associados com a inflexibilidade (geração compulsória). Os gastos com combustível, neste caso, consideram custos unitários com combustível indexados da mesma maneira que os itens acima.

3.9 Funcionamento dos Leilões

3.9.1 Esquema dos Leilões

Apesar de haver algumas particularidades específicas de cada leilão, em geral tanto os leilões de energia existente e de energia nova seguiram um esquema híbrido, dividido em duas fases onde a primeira fase é um "clock-auction" com preço descendente e a segunda fase é do tipo "pay as bid" final através de ofertas sigilosas.

A primeira fase é muito similar a uma série classificatória onde os geradores competem para ter a chance de apresentar seus lances na segunda fase. Para cada conjunto de preços para cada contrato, que é dado em cada rodada pelo leiloeiro, os geradores poder oferecer seus lances de quantidade de energia. Os preços para cada produto são diminuídos sucessivamente em cada rodada enquanto a oferta for maior que a demanda para esse produto específico. A primeira fase é concluída quando todos os produtos tiverem um preço menor do que seu "preço de reserva", que é estabelecido pelo governo, e a oferta total é igual ou maior que a demanda total (adicionada de um pequeno margem).

Na segunda fase, a demanda em excesso é removida (para que haja mais oferta que a demanda resultante da primeira fase). Os Geradores devem então submeter um único lance de preço para cada produto que eles ofertaram na primeira fase, limitado ao lance final da primeira fase. As ofertas são então selecionadas em ordem ascendente até que a demanda seja suprida.

3.9.2 Lances no leilão de contratos por quantidade

Caso somente estejam sendo leiloados contratos por quantidade, o processo de inserção de lances seria bem simples: cada gerador pode ofertar um par preço-quantidade e as ofertas são ordenadas de maneira ascendente (em relação ao preço) até que a demanda seja suprida. Em outras palavras, o preço do contrato de energia é um bom parâmetro para comparar diferentes lances.

3.9.3 Lances no leilão de contratos por disponibilidade

O esquema institucional atual estabelece a existência de outro tipo de contrato: o contrato por disponibilidade. A principal diferença entre contratos por quantidade e contratos por disponibilidade é a alocação do risco de quantidade-preço entre geradores e consumidores.

No caso de um contrato por disponibilidade, o consumidor "aluga" a usina do investidor, pagando uma quantidade fica (F), e paga pelo custo operacional variável (CVU) e pelas transações no mercado de curto prazo: se a usina produz mais energia do que a sua energia assegurada, o excesso pertence ao consumidor, que irá vendê-lo no mercado de custo prazo ao preço corrente, enquanto qualquer déficit na produção terá de ser comprado pelo consumidor no mercado de curto prazo. Assim, o consumidor fica com o risco preço-quantidade, mas tem todos os benefícios das compras no mercado spot, que são bastante freqüentes.

O tipo de formato oferecido em um leilão tem bastante influência no seu formato e no seu resultado. Em contratos por quantidade, os riscos associados a períodos de seca severa são de responsabilidade do produtor, enquanto em contratos de disponibilidade, esses riscos são de responsabilidade do consumidor. Quando os riscos são arcados pelo produtor, tanto o investidor quanto os financiadores tendem a efetuar cálculos levando em consideração o pior cenário. Quando isso acontece, os preços não somente sobem, mas tendem a subir mais para projetos individuais que dependem de em financiamentos do que em projetos de grandes geradores já estabelecidos, que podem contar com um portfolio diversificado de usinas para arcar com o risco hidrológico. Isso significa que projetos independentes que dependem de financiamento podem encontrar dificuldades para participar de leilões de contratos por quantidade, ou, de forma contrária, se o leilão oferecer contratos por disponibilidade, a participação de geradores individuais pode se tornar viável. Isto é especialmente verdade para usinas que operam diferentemente da maior (hidro) parte do sistema, como usinas de biomassa, GNL e usinas emergenciais movidas a óleo combustível que foram usadas durante o racionamento, que os investidores individuais têm dificuldade de gerenciar e/ou precificar.

No caso do Brasil, o investidor pode dar como lance a receita fixa anual desejada (F) e o custo operacional variável (CVU). Observe que neste caso, há dificuldade em comparar lances com diferentes prêmio (F) e preço de exercício (CVU). Por exemplo, o que é melhor para um consumidor, um contrato por disponibilidade com um prêmio baixo e um exercício alto ou um contrato com um prêmio alto e um exercício baixo? De maneira a permitir uma melhor comparação entre diferentes produtos, o Comitê do Leilão desenvolveu um índice de comparação a ser calculado para cada contrato que determina seu custo anual total esperado do ponto de vista do consumidor.

Antes do leilão, cada investidor informa dois parâmetros a EPE: geração mínima (M), em MWh/ano, e custo operacional variável unitário (CVU), em R$/MWh. A EPE, usando um procedimento de simulação, calcula três valores: COP (custo operacional esperado – R$/ano), CEC (valor liquido esperado das transações no CCEE – R$/ano) e GF (garantia física do projeto – dependente de M e de CVU no caso de projetos termelétricos). Em outras palavras, o governo fornece estimativas dos valores esperados do custo operacional e das transações no mercado spot incorridas ao consumidor (que são valores esperados do ponto de vista da Distribuidora), que podem ser vistas como "vantagens" para comparar opções com diferentes prêmios e preços de exercício.

O Índice Custo Benefício (R$/MWh) é calculado da seguinte maneira:

$$ICB = (F_d + COP_{M,CVU} + CEC_{M,CVU})\ (R\$/ano) / E_{M,CVU}(MWh/ano)$$

Onde:

- F_d é o lance do investidor durante o leilão (R$/ano), que neste caso remunera somente os custos de investimento e outras despesas fixas, já que os custos variáveis e as transações no CCEE são cobertos pelo consumidor

- COP e CEC são as estimativas dos custos operacionais e das transações no CCEE (R$/ano), calculadas pela EPE (simulação computacional) e dependem do M e do CVU.

- E é o certificado de energia da usina (MWh/ano), dependente do M e do CVU no caso de usinas termelétricas.

Os valores do ICB são então usados para comparar diferentes lances no processo do leilão. No caso de usinas termelétricas, após o leilão, os parâmetros declarados M e CVU estão "amarrados", isto é, devem ser respeitados na operação do sistema e todos os custos variáveis são reembolsados pelos consumidores.

O numerador do ICB expressa o custo global esperado que uma distribuidora pagará por ter este contrato de disponibilidade, isto é, o "custo do contrato" esperado do ponto de vista do consumidor. Seu denominador é a garantia física do gerador, calculada de antemão e que reflete os benefícios (a contribuição energética) desse gerador para o sistema.

Como resultado, durante o processo do leilão, os lances dos geradores são compostos somente pelo prêmio F (os outros valores já são anunciados de antemão). Seu Índice Custo Benefício é calculado da maneira descrita pela expressão acima e este índice é usado para comparar e selecionar entre os diferentes contratos por disponibilidade.

Após o leilão, o investidor recebe a receita fixa e o consumidor arca com o custos reais de combustível e no CCEE.

Observe que, no caso de usinas termelétricas, o valor esperado do custo de operação, das transações no CCEE e do certificado de energia são fatores que dependem na declaração do custo variável e da geração mínima do projeto, que são feitas ANTES do leilão. Há um claro *trade-off* entre a competitividade do projeto (em R$/MWh) e a definição destes parâmetros pelo investidor. A disponibilidade de suprimento de combustível por parte do gerador também é um importante fator para este último, já que de acordo com as regras de contratação vigentes, o gerador é responsável por falhas na entrega de energia em caso de dificuldades no suprimento de combustível.

3.10 Implementação dos leilões e resultados

A implementação dos leilões regulados começou em 2004 , quando o primeiro leilão de energia existente foi realizado. Este leilão foi o maior leilão de eletricidade da história mundial. Desde então, vários outros leilões de energia existente e energia nova foram realizados, envolvendo um volume total de energia de quase 26,000 MW médios (energia firme, não pico de capacidade) e envolvendo aproximadamente USD 65 bilhões em transações financeiras. A Tabela 3-1 a seguir descreve os leilões realizados até agora:

Tabela 3-1 - Resumo dos Resultados dos Leilões

Leilão	Data	Número de Produtos	Descrição do(s) Produto(s)	Volume (MW médios[3])
1º leilão especial de energia existente[1]	Dezembro 2004	3	Contratos de 8 anos com entrega começando em 2005, 2006 e 2007	17.008
2º leilão especial de energia existente[1]	Abril 2005	2	Contratos de 8 anos com entrega começando em 2008 e 2009 [2]	1.325
3º e 4º leilões especiais de energia existente[1]	Outubro 2005	2	Contratos de 3 anos com entrega começando em 2006 e contratos de 8 anos com entrega começando em 2009	1.268
1º leilão de energia nova (leilões A-3, "A-4" e A-5)	Dezembro 2005	6	Contratos com entrega começando em 2008, 2009 e 2010 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	3.284
Leilão A-3 de energia nova	Junho 2006	2	Contratos com entrega começando em 2009 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	1.682
Leilão A-5 de energia nova	Outubro 2006	2	Contratos com entrega começando em 2011 (15 anos para térmicas e 30 anos para hidros)	1.104
Total de Energia vendida				**25.671**

[1] Estes foram os primeiros leilões regulados de energia organizados sob os termos do novo modelo. Objetivou-se a pré-contratação de toda a capacidade energética existente (lembrando que após o racionamento houve uma grande sobre-oferta no sistema) antes de realizar os leilões para a energia nova.

[2] Não houve negociação para o produto com entrega em 2009 por falta de oferta.

[3] Um MW médio é equivalente a produção/consumo contínuo de um MW durante o período em questão. Um MW médio durante um ano corresponde a 8.760 MWh. Equivalentemente, ele corresponde também ao montante em MWh consumido durante o período em questão dividido pelo número de horas do período.

Um resumo dos volumes contratados para entrega em cada ano até 2011 é ilustrado na Figura 3-3 a seguir:

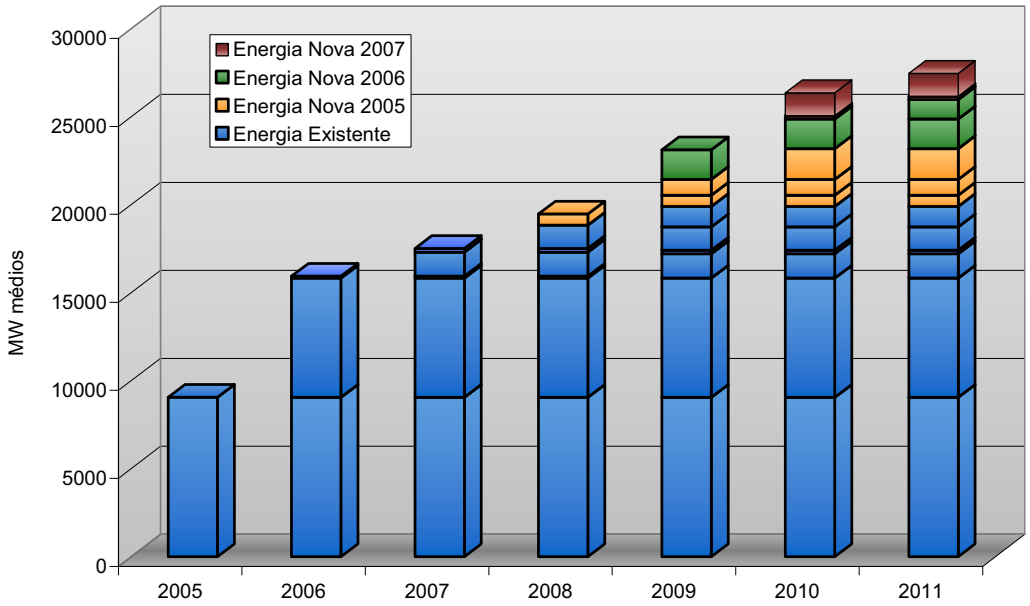


Figura 3-3 - Montantes de energia contratados nos leilões

A Figura 3-4 a seguir mostra as médias ponderadas dos preços dos resultados de cada leilão para todos os anos de entrega de energia. È possível observar que os leilões de energia nova resultaram em preços maiores do que aqueles resultantes da energia existente, refletindo assim de forma mais correta o preço marginal de expansão do sistema.

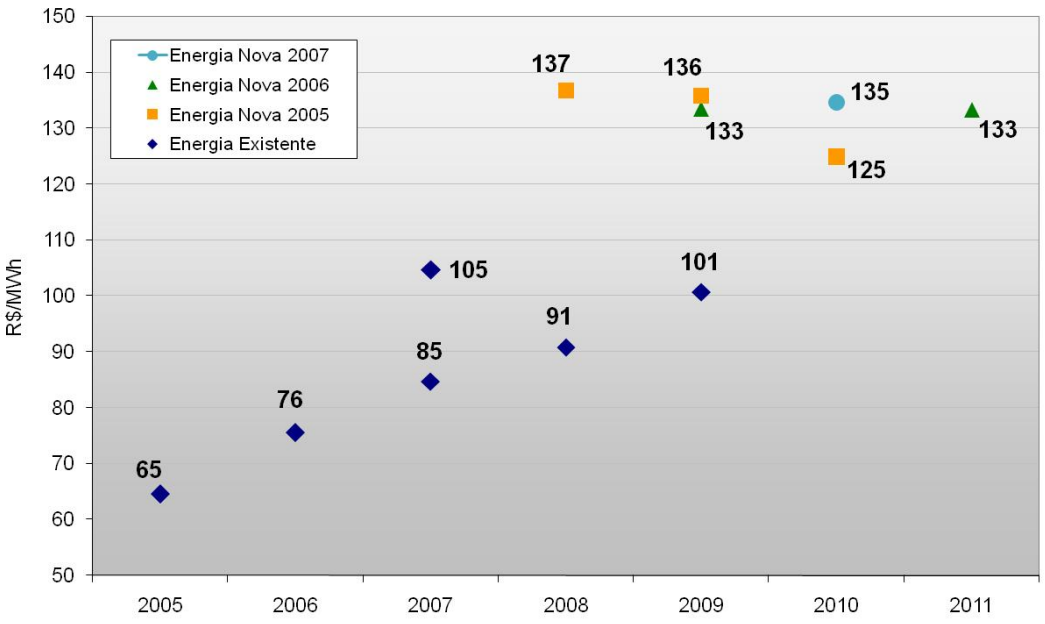


Figura 3-4 - Preços médios dos leilões

4 OPORTUNIDADES DE MERCADO PARA A MPX

O objetivo deste capítulo é analisar o mercado elétrico brasileiro, apresentando o balanço entre oferta e demanda para os próximos sete anos[6] (2007-2014) e o espaço de mercado para os projetos da MPX.

Este estudo utiliza como cenário de referencia da expansão da oferta de energia, as premissas e hipóteses da PSR. Como discutido no Anexo E, o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016, formulado pela EPE, não será utilizado como referencia devido à existência de aspectos que despertam alguma preocupação e o impossibilitam de ser utilizado neste estudo. O aspecto principal refere-se ao significante excesso de oferta de energia assegurada em relação à demanda a partir de 2010, atingindo valores próximos a 10% de sobre-oferta a partir de 2014, o que não é justificável comercialmente perante a lógica do modelo do setor elétrico brasileiro[7].

4.1 Visão geral da metodologia

O processo se inicia com a definição de hipóteses macroeconômicas, que são o principal insumo para a construção do cenário de mercado elétrico. O crescimento deste mercado se baseia em um conjunto de premissas com relação à evolução do PIB e sua elasticidade e nas características de cada setor (industrial, comercial e residencial). A Tabela 3-1 apresenta a projeção da PSR utilizada neste estudo para o crescimento do PIB do Brasil.

Período	2007	2008	2009	2010 to
Crescimento do PIB	3.3%	3.5%	3.7%	4%

Tabela 4-1 – Projeção do crescimento do PIB (% por ano)

Uma vez preparado o cenário de projeção de demanda, o próximo passa a ser a construção de um cenário *indicativo* de expansão da oferta de energia elétrica. Este cenário é composto por projetos de geração e interconexões de transmissão entre subsistemas.

---

[6] O horizonte de sete anos foi definido pela PSR em conjunto com a MPX. Este horizonte contempla a janela de tempo necessária para a implementação dos projetos de geração da MPX.

[7] Neste ponto, vale a pena relembrar os pilares do modelo setorial Brasileiro: o modelo exige que todos os consumidores estejam 100% contratados, onde os grandes consumidores gerenciam suas próprias compras de energia e as distribuidoras podem estar contratadas em até 103% de seu mercado. Desta forma, qualquer sobre-oferta de energia acentuada no sistema é pouco justificada técnica e regulatoriamente dentro das regras do modelo, uma vez que estaria representando geradores no sistema sem contrato de venda energia, o que por sua vez é muito pouco provável no Brasil dada as características de volatilidade do PLD. A única possibilidade de uma sobre-oferta acentuada é a sua contratação como "reserva" do sistema, tema que ainda não foi regulamentado.

Para tanto, a metodologia utilizada se baseia na elaboração de um Cenário de Expansão - que procure retratar a tendência da expansão do Setor Elétrico Brasileiro (dadas as opções de expansão disponíveis) e que se concatene com o Cenário de Mercado de Energia Elétrica.

Além disso, essa construção do Cenário de Expansão deve ser tal que sejam obedecidos critérios de suprimento de energia, tanto em termos de confiabilidade de atendimento ao sistema (riscos de déficit) como também em termos comerciais (balanço de oferta e demanda a partir da quantificação da energia assegurada) de modo a viabilizar a entrada de novos investimentos. Em outras palavras, o Cenário de Expansão assim construído representa uma evolução do parque gerador e dos grandes troncos de transmissão (interconexões entre subsistemas), que teria todos os atributos exigidos pelo Planejador do Sistema, dentro do seu papel de monitoramento da qualidade nas condições de atendimento do sistema. Esta metodologia é totalmente compatível com a utilizada pela EPE em seus estudos de planejamento.

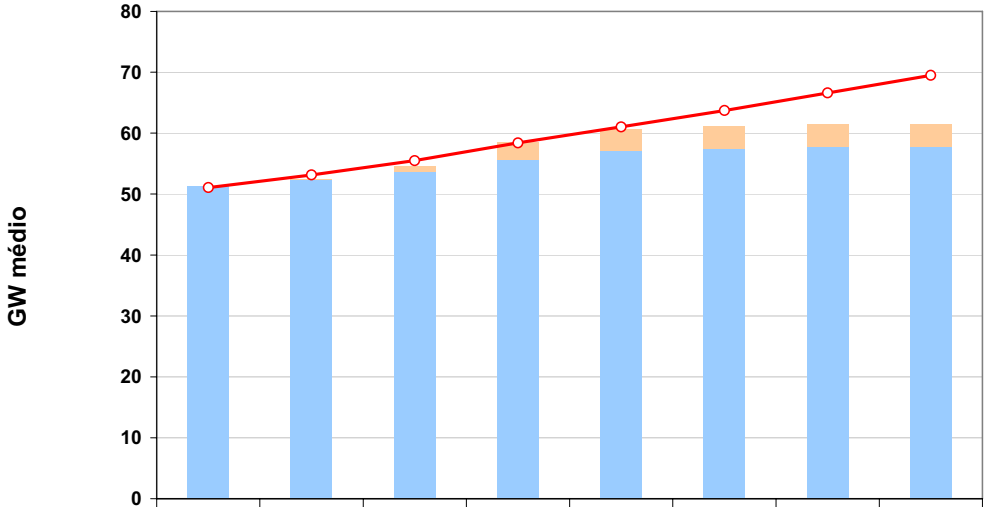
4.2 Short and medium terms

No horizonte de curto-médio prazo (2007-2011), o cenário de expansão está praticamente definido. As principais incertezas neste caso estariam relacionadas às restrições ambientais e outras dificuldades de suprimento como, por exemplo, oferta de gás natural para as térmicas.

No Brasil, diferente de outros países com predominância termoelétrica, a comparação entre oferta e demanda não pode ser feita em termos de capacidade instalada e demanda de ponta. A razão para isso é que o sistema restrição de energia e não de ponta, o que é uma característica de países com predominância hidroelétrica. Sendo assim, a comparação deve ser feita entre oferta firme de energia e demanda de energia. Por exemplo, uma usina hidroelétrica típica possui uma energia firme de cerca de 55% da sua capacidade instalada, enquanto uma térmica gás natural ciclo-combinado tem uma energia firme de 90% da potência *disponível*.

A Figura 4-1 compara oferta (energia firme[8]) e demanda[9], considerando apenas as usinas existentes, em construção e projetos que venderam sua energia nos leilões de energia nova (cuja implementação é obrigatória).

[8] Foi considerado certificado de energia firme de cada gerador do cenário de expansão.
[9] A demanda de energia inclui o consume adicional referente à carga da Ande (Paraguay), Itaipu e bombas da Light.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Leilões de Energia Nova	0.0	0.2	1.0	2.9	3.5	3.7	3.7	3.7
Existente/Em Construção	51.2	52.3	53.6	55.6	57.2	57.5	57.8	57.8
Dem	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5
Oferta-Dem	0.1	-0.7	-0.9	0.1	-0.4	-2.5	-5.1	-8.0
%Dem	0.3%	-1.4%	-1.6%	0.2%	-0.6%	-4.0%	-7.6%	-11.6%

Figura 4-1 – Balanço entre oferta de energia firme e demanda

Em 2007 observa-se que a energia firme é praticamente igual à demanda, devido à retirada das térmicas a gás natural que não cumpriram a solicitação de despacho durante 2006, por falta de disponibilidade de combustível.

Durante o biênio 2008-2009, observa-se que a falta de gás natural para as termoelétricas resultou em falta de lastro físico no sistema para atender a demanda de energia. Este descompasso não pode ser mitigado dado o curto espaço de tempo para construção de nova capacidade. Por um lado, cabe ressaltar que a falta de energia firme não significa que haverá um racionamento, mas indica que o sistema não está apto para atender a demanda se um período muito seco ocorrer. Em outras palavras, o risco de racionamento aumenta.

Por outro lado, esta falta de lastro físico mostra que a demanda não está 100% contratada. Considerando que neste período os consumidores cativos estão totalmente contratados, o que se confirma pelos leilões de energia realizados até o momento, a falta de lastro físico no mercado de contratos estaria concentrada nos consumidores livres, que enfrentarão dificuldades para encontrar energia disponível. Esta escassez se traduz em altos preços de contratos durante este período, o que influencia a estrutura de preços futuros de contratos para entrega a partir de 2010 e que pode beneficiar os projetos da MPX com energia vendida para o mercado livre.

Em 2010, considerando o resultado do leilão de energia nova realizado em 2007 e considerando a disponibilidade das térmicas a gás natural lastreada na antecipação da oferta dos campos de Santos e Espírito Santo e na importação de GNL, o balanço entre oferta e demanda está equilibrado. Neste caso, a segurança de suprimento estaria comprometida dependendo da prioridade dada ao uso do gás natural caso as térmicas forem solicitadas a despachar.

Finalmente, considerando as usinas atualmente em construção e os projetos que venderam energia nos leilões de energia nova, a partir de 2010 observamos que não existe lastro físico no sistema para atender a demanda projetada. Como toda a demanda deve estar totalmente lastreada por geração firme, é necessário construir nova capacidade neste período. A próxima seção calcula o montante de energia nova necessário para atender a demanda após 2010.

4.3 Opções de expansão no longo-prazo

Visando identificar a capacidade necessária a ser adicionada a partir de 2010, o cenário de expansão da oferta foi construindo de acordo com a disponibilidade dos projetos candidatos, sua competitividade e considerando o critério de confiabilidade do sistema (riscos de déficit menores que 5%). A Figura abaixo mostra as opções de expansão do sistema neste período.

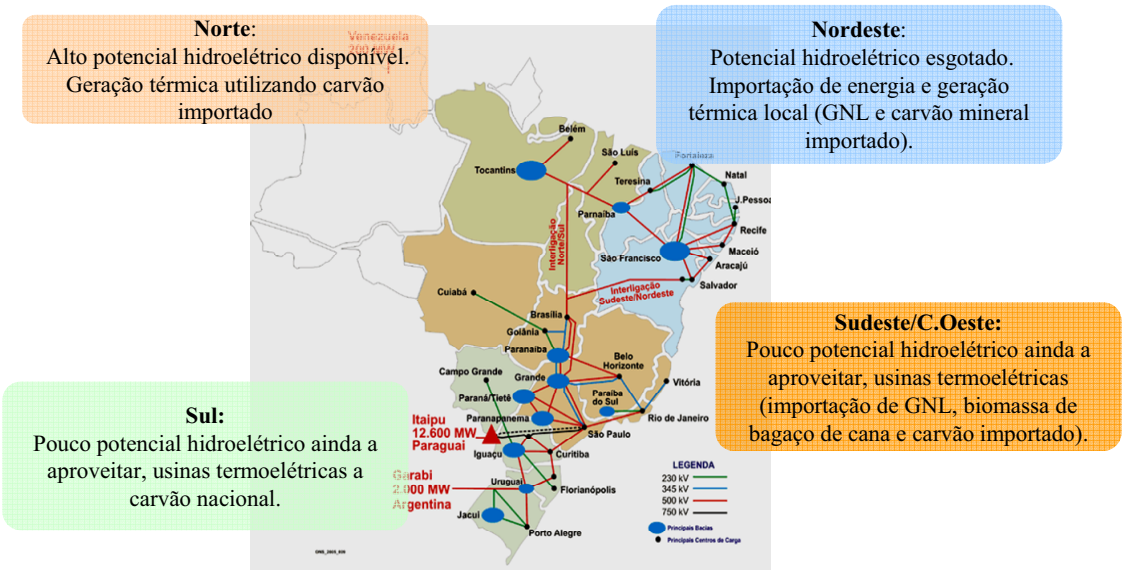


Figura 4-2 – Opções de expansão da geração

É natural admitir-se que a expansão da oferta de energia elétrica no sistema brasileiro continue a ser realizada com o desenvolvimento do potencial hidroelétrico complementado por empreendimentos termoelétricos. Atualmente apenas algo como 25% do potencial hidroelétrico brasileiro está sendo utilizado para produção de energia elétrica. Apesar de haver uma escassez de Estudos de Viabilidade de empreendimentos hidroelétricos, novos inventários estão sendo preparados pela EPE, o que deve resultar em novas opções de geração hidroelétrica em condições de entrarem em operação a partir de 2014.

Com relação às opções de oferta termoelétrica, usinas a gás natural e a carvão, complementadas com cogeração utilizando bagaço de cana-de-açúcar, são as opções mais atrativas. Em particular, a cogeração utilizando o bagaço de cana apresenta uma grande atratividade econômica. Porém, existem desafios técnicos e regulatórios importantes para materializar a presença desta fonte na expansão do sistema, tais como: (i) falta de rede de transmissão nos principais locais onde a expansão da cana de açúcar está ocorrendo (Goiás, Mato Grosso); (ii) necessidade de uma melhor avaliação dos benefícios econômicos da produção e energia no período seco do sistema hidroelétrico brasileiro. Adicionalmente, o desenvolvimento do etanol celulósico no longo-prazo pode criar um custo de oportunidade pra o bagaço da cana de açúcar (atualmente este custo é nulo), o que pode elevar o custo da venda de excedente de energia.

Pelo lado do gás natural, as maiores fontes de suprimento seriam a importação de gás da Bolívia e o gás natural liquefeito (GNL). Usinas que utilizam gás boliviano devem estar localizadas (principalmente) nas regiões Sul e Sudeste. Entretanto, constata-se que o panorama institucional da Bolívia aponta para patamares bem mais elevados de preço do combustível e aumento na disputa pela disponibilidade de novos volumes[10]. Apesar da fórmula atual de reajuste do gás boliviano estar atrelada a uma cesta de óleos, a PSR estima um valor *levelized* de 6,0 US$/MMBTU[11] para o gás para geração termoelétrica. Este valor se baseia em cotações recentes (2006) feitas por investidores no Brasil para os novos contratos de gás. Esses preços elevados conjugados com as cláusulas de "Take or Pay" tendem a retirar a atratividade econômica de novas usinas termoelétricas ciclo combinado a gás natural.

Nesse panorama, o suprimento de gás baseado em GNL surge como uma atrativa opção de geração. Os terminais de regaseificação estão sendo construídos no Nordeste e no Sudeste, existindo projetos também na região Sul, como uma estratégia para reduzir a dependência do gás boliviano e para aumentar a flexibilidade: apesar do GNL ter preços mais voláteis (usualmente atrelados aos mercados internacionais como o Henry Hub), os contratos de GNL podem ser

---

[10] Por exemplo, o novo contrato de exportação gás de 20 MMm^3/dia (em complemento aos 7,7 MMm^3/dia atuais) da Bolívia para a Argentina deve motivar novas descobertas.

[11] 4 US$/MMBTU corresponde ao preço da commodity, 2 US$/MMBTU corresponde ao preço do transporte e 0.5 US$/MMBTU corresponde à margem da distribuidora.

flexíveis (sem cláusulas de *take or pay*). A operação flexível tem uma grande vantagem no sistema brasileiro: devido aos preços spot de energia serem baixos durante grande parte do tempo, uma usina flexível pode se beneficiar atendendo sua obrigação contratual através da compra de energia "barata" no mercado de curto prazo e, conseqüentemente, economizar despesas com combustível e aumentar sua competitividade mesmo com um preço de combustível maior (quando comparado a uma planta com cláusula de *take or pay*).

Os contratos de GNL apresentam normalmente uma série de cláusulas que ampliam a volatilidade de preços (Indicador de preços "Henry Hub", número e porte de navios metaneiros, antecedência de contratação, etc). Por simplificação será considerado um preço em moeda constante e igual a 8 US$/MMBTU[12] no cenário de expansão. A partir daqui, a menos que explicitamente colocado, ao se mencionar o gás natural como combustível, estar-se-á referenciando o GNL.

Adicionalmente ao GNL, turbinas a vapor (cogeração) utilizando bagaço de cana-de-açúcar também foram consideradas como opção de geração no Sudeste. Conforme amplamente discutido, o Brasil é um forte produtor de etanol utilizando cana como matéria bruta. A produção de etanol/açúcar é alto-suficiente em termos de eletricidade: o bagaço de cana é utilizado como combustível nas turbinas de vapor que produzem eletricidade. Neste contexto, as sobras de energia são automaticamente vendidas para a rede. Como a expansão da produção de etanol, novos campos estão sendo desenvolvidos e caldeiras mais eficientes estão sendo instaladas, o que resulta em mais excedente de energia para ser vendido para o mercado. Como será discutido no Capítulo 5, esta opção de geração é bastante competitiva. Sendo assim, nós admitimos que esta possa ser um importante opção para geração complementar na região Sudeste.

Pelo lado do carvão, a única região do Brasil com minas é o subsistema Sul. Sendo assim, a opção de expansão térmica nesta região será feita através de carvão nacional. Carvão importado pode ser uma opção de expansão para as regiões Sudeste, Nordeste e Norte.

Finalmente, nós consideramos a possibilidade da implementação de novas pequenas centrais hidroelétricas (PCH, menores que 30 MW) para os próximos anos, assim como a construção da usina nuclear Angra III (1309 MW), no Rio de Janeiro (região Sudeste), no longo prazo.

Em resumo, as vocações de cada subsistema em termos de opções de expansão são:

- Na região Norte admite-se que a expansão da oferta ocorra através do potencial hidroelétrico disponível;

---

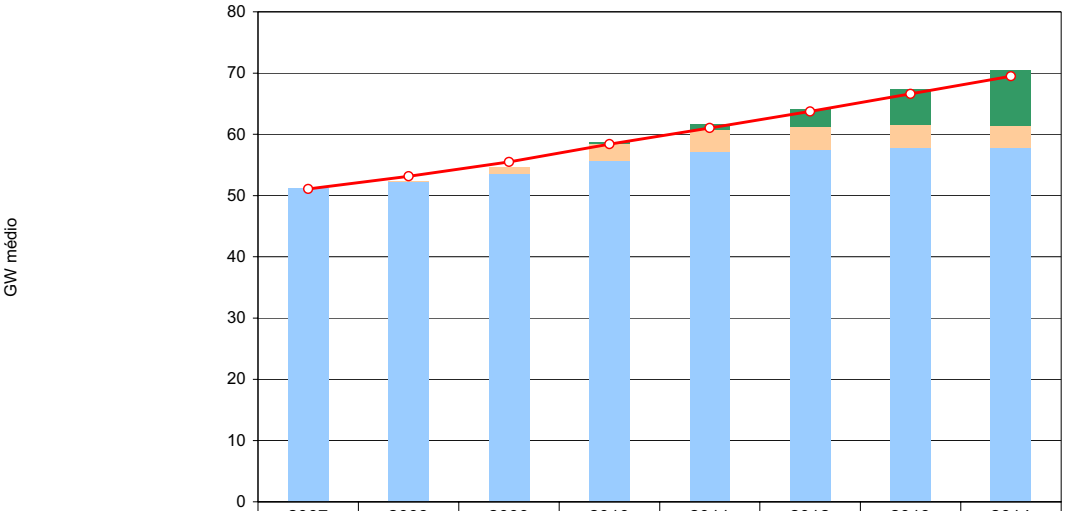
[12] Inclue 0,8 US$/MMBTU (custo de regaseificação) + 0,2 US$/MMBTU (metaneiro)

- Na região Sudeste/Centro-Oeste admite-se que a expansão da oferta se componha do potencial hidroelétrico ainda a aproveitar, e de usinas termoelétricas. Como referência considera-se como padrão, a tecnologia a ciclo combinado utilizando o gás natural proveniente da importação de GNL como combustível e a turbina a vapor utilizando bagaço de cana;
- Na região Sul, além das opções admitidas para a região Sudeste / Centro-Oeste, incluem-se as termoelétricas a carvão mineral nacional;
- Na região Nordeste, com o potencial hidroelétrico praticamente esgotado, restam apenas as opções de importação de energia (das regiões Norte e/ou Sudeste) e geração térmica local (GNL e carvão mineral importado). Como referência, admite-se para a região Nordeste a expansão baseada em um "mix" entre usinas termoelétricas (representadas como usinas a ciclo combinado utilizando GNL) e importação de energia das outras regiões.

Deve ficar claro que isso não significa que *toda* expansão termoelétrica venha a ser feita com a tecnologia padrão correspondente. A realidade do mercado é que dirá como a expansão da oferta aqui sinalizada se concretizará.

4.4 Balanço entre oferta e demanda: oportunidades de mercado para a MPX

A Figura 4-3 apresenta o mesmo balance oferta vs demanda da Figura 4-1, destacando os projetos *indicativos* necessários para atender a demanda.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativo	0.0	0.0	0.0	0.3	0.9	2.9	5.8	9.1
Leilão de Energia Nova	0.0	0.2	1.0	2.9	3.5	3.7	3.7	3.7
Existente/Em Construção	51.2	52.3	53.6	55.6	57.2	57.5	57.8	57.8
Demanda	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5

Figura 4-3 – Balanço entre oferta e demanda

Estes projetos indicativos representam a necessidade de demanda do sistema e, portanto, significam espaço de mercado para MPX tanto no ACL quanto no ACR. A Figura 4-4 abaixo apresenta a necessidade de nova energia que deve ser adicionada ao sistema em cada ano. Observa-se que o sistema brasileiro necessita de cerca de 8.000 MW médios durante o período 2012-2014.

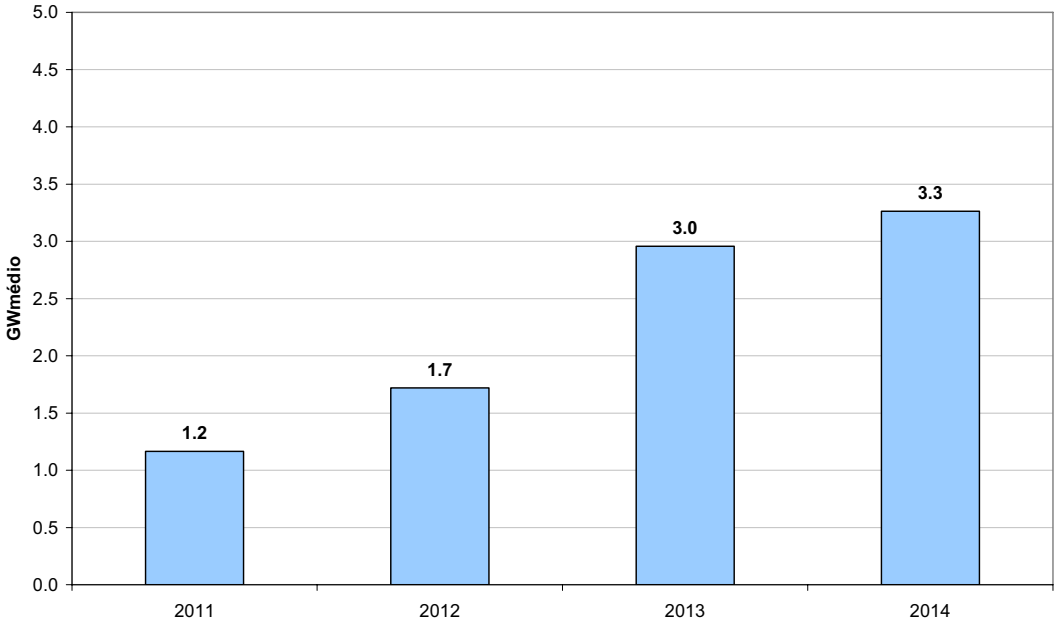


Figura 4-4 – Necessidade incremental de nova oferta por ano

A Figura 4-5 apresenta o mesmo gráfico anterior desagregando a necessidade de oferta de energia. Verifica-se que até 2014 não há novos projetos hidroelétricos devido à falta de estudos de viabilidade.

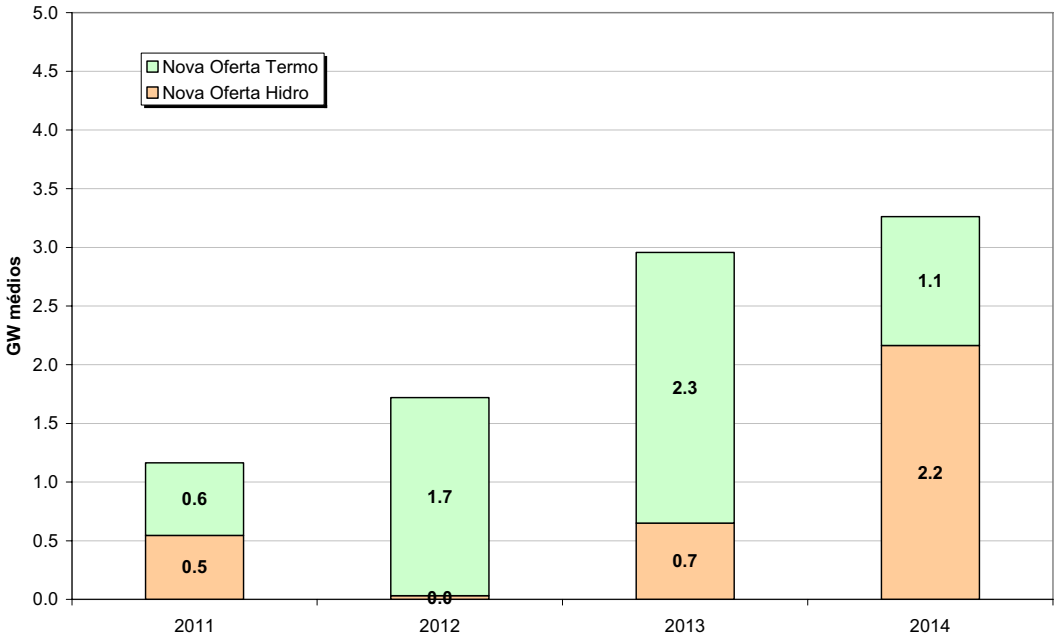


Figura 4-5 – Necessidade incremental de nova oferta por ano: termo e hidro

O Anexo B apresenta os resultados energéticos do cenário de expansão. O anexo D apresenta os principais resultados dos cinco cenários de expansão alternativos.

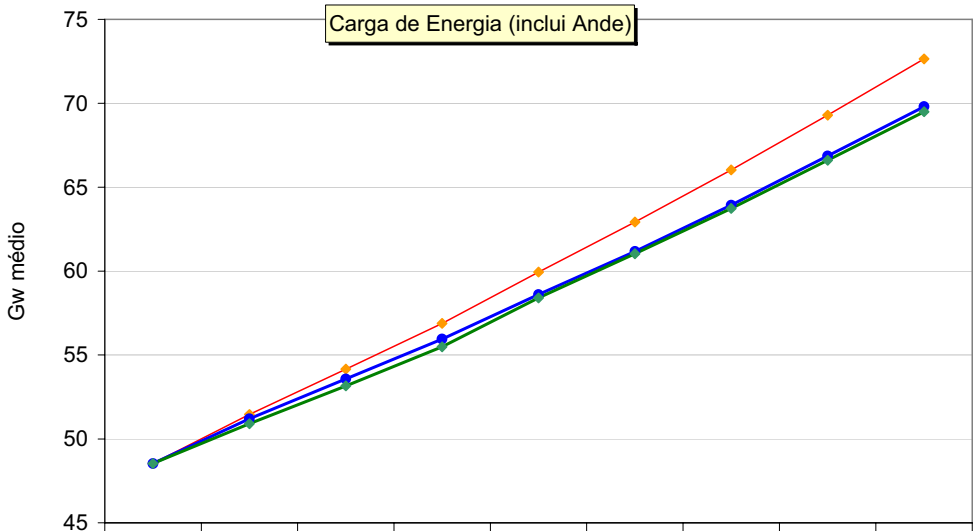
4.5 Oportunidades de Mercado para a MPX: análise de sensibilidade para diferentes taxas de crescimento do PIB

Os resultados apresentados anteriormente mostraram o espaço de mercado para a MPX considerando a projeção de demanda da PSR. Esta seção faz uma sensibilidade com relação a estes valores considerando a projeções de PIB e de demanda de energia preparados pela EPE para o Plano Decenal de Energia Elétrica (PDEE). A tabela abaixo mostra as premissas macroeconômicas utilizadas neste plano.

	2006-2011	2011-2016
Trajetória baixa	4.8% a.a.	4.5% a.a.
Trajetória alta	4.0% a.a.	5.0% a.a.

Tabela 4-2 – Projeção do crescimento do PIB

A Figura 4-6 compara a projeção de demanda da EPE com a projeção discutida anteriormente. Observa-se que a trajetória baixa está bastante próxima do cenário de referência da PSR, e cerca de 3.000 MW médios abaixo da trajetória superior.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Traj.Superior PDDE	48.5	51.5	54.2	56.9	59.9	62.9	66.0	69.3	72.6
Traj. Inferior PDEE	48.5	51.2	53.6	55.9	58.6	61.2	63.9	66.9	69.8
PSR	48.5	50.9	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5

Figura 4-6 – Projeção de demanda da EPE

A figura abaixo mostra a necessidade de acréscimo de oferta firme em cada ano considerando a projeção de demanda da EPE. Verifica-se que para sustentar um crescimento de PIB mais agressivo, é necessário acrescentar ao sistema elétrico brasileiro cerca de 9.300 MW médios de energia firme durante o período 2012-2014.

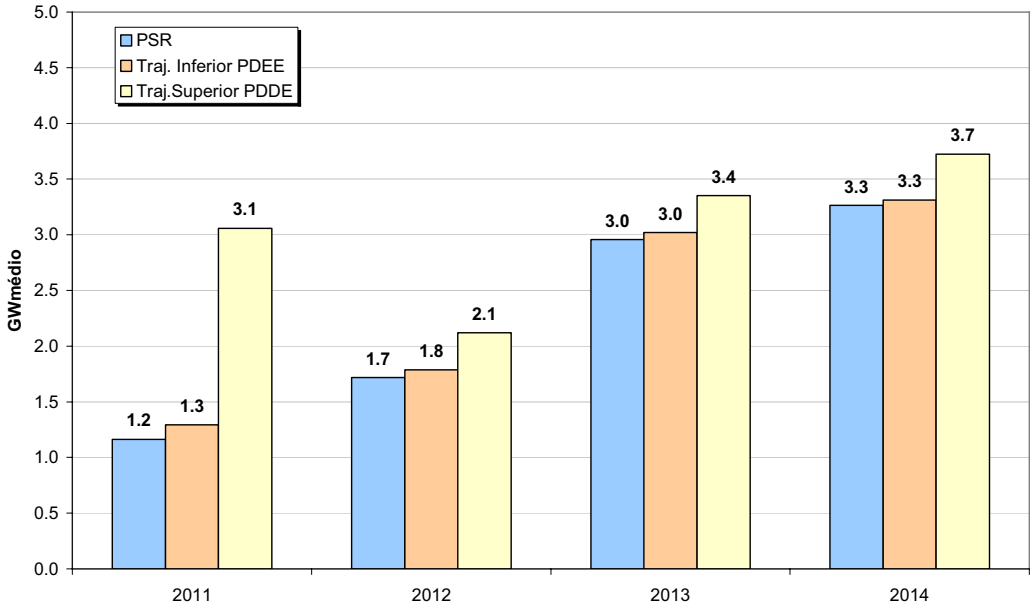


Figura 4-7 – Necessidade incremental de nova oferta de energia – Projeção de demanda da EPE

4.6 Conclusão

No curto prazo existe um descompasso entre oferta e demanda e não há tempo suficiente para a construção de nova oferta. Este descompasso não significa que haverá um racionamento, mas indica que o sistema não está apto para atender a demanda se um período muito seco ocorrer. Em outras palavras, o risco de racionamento aumenta. Adicionalmente, considerando que neste período os consumidores cativos estão totalmente contratados, os consumidores livres encontrarão dificuldades para contratar energia devido à falta de lastro físico no sistema. Isto se traduzirá em altos preços de energia que influenciarão a estrutura de preços futuros de contratos no mercado livre. Portanto, este panorama representa um potencial *upside* para os projetos de geração da MPX cujo mercado alvo seja o consumidor livre.

No longo prazo existe tempo suficiente para construir nova capacidade. A oferta necessária no período 2012/2014 está entre 8.000 MW médios e 9.300 MW médios, dependendo do crescimento do PIB brasileiro. Esta energia deve ser contratada tanto pelo ACL quanto pelo ACR e representa espaço de mercado para os projetos de geração da MPX durante este período, o qual coincide com o horizonte de desenvolvimento destes projetos.

O próximo capítulo apresenta o preço da energia das principais fontes visando analisar a competitividade do portfolio da MPX.

5 COMPETITIVIDADE DO PORTFOLIO

O objetivo deste capítulo é avaliar a competitividade entre as diferentes opções de geração consideradas na expansão do sistema e que competirão nos próximos leilões de energia nova.

A análise foi realizada em duas etapas: primeiramente, analisamos o conjunto de projetos que podem competir com o portfolio da MPX pelo espaço de mercados identificado no Capítulo 4. A competitividade e a disponibilidade destes projetos são analisadas sob o ponto de vista do grupo consultor. Em seguida analisamos o portfolio de geração da MPX à luz destes mesmos atributos.

5.1 Principais competidores da MPX

5.1.1 Disponibilidade

Conforme discutido anteriormente, para o período 2012-2014 serão necessários cerca de 9.300 MW médios de oferta firme para atender a demanda projetada considerando a trajetória alta de crescimento.

A Tabela abaixo apresenta as principais opções de expansão do sistema neste período, destacando sua disponibilidade ao longo do período 2012-2014.

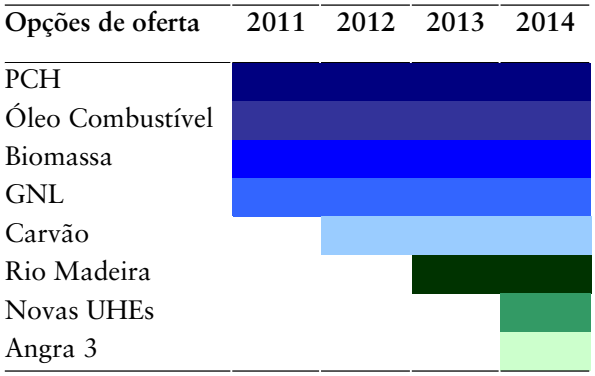


Tabela 5-1 – Opções de geração

Além dos projetos em construção, apenas PCH, térmicas a óleo combustível, cogeração a biomassa e térmicas a gás natural utilizando GNL podem ser construídos em menos de cinco anos. Portanto, estes projetos podem estar disponíveis a partir de 2011. Usinas a carvão e nucleares só estarão disponíveis depois deste ano, pois seu período de construção dura pelo menos entre cinco e sete anos, respectivamente.

De acordo com a estimativa dos consultores, as usinas hidroelétricas do Rio Madeira não devem entrar em operação antes de 2013. Além disso, o primeiro projeto do complexo (Santo Antônio) e adiciona apenas 800 MW médios no primeiro ano de operação[13], ou seja, este projeto não adiciona um montante significativo de energia te 2014.

No caso de outras novas hidroelétricas, há uma escassez de estudos de viabilidade. Novos inventários ainda estão sendo preparados pela EPE e devem possibilitar a disponibilidade de novas opções de geração hidroelétrica a partir de 2014.

Visando obter uma estimativa do potencial da oferta destas fontes para o período 2011-2014, nós utilizamos como referência a lista de projetos cadastrados nos leilões A-3 e A-5 de 2007. Adicionalmente aos projetos desta lista, nós consideramos a oferta hidroelétrica e nuclear candidata.

A Tabela abaixo mostra estes projetos e suas respectivas energias firmes.

	A-3∩A-5	A-5	A-3	Total
Eólica	158	0	131	**289**
PCH	93	0	92	**185**
UHE	767	105	111	**983**
Biomassa	365	103	67	**535**
Carvão	333	1644	0	**1977**
Coque	0	631	0	**631**
Gás natural	2588	433	0	**3021**
Óleo combustível	841	0	1524	**2365**
Cogeração	0	0	150	**150**
Total	**5145**	**2916**	**2075**	**10136**

Tabela 5-2 – Projetos cadastrados nos leilões A-3 e A-5

A primeira vista, observa-se que haveria oferta suficiente para atender a expansão requerida do sistema. No entanto, alguns destes projetos já estão contabilizados na oferta do sistema e não podem ser considerados como nova capacidade adicionada ao sistema (se eles competirem e vencerem os leilões, nenhuma energia nova será adicionada ao sistema por eles). A PSR também considera que as usinas a coque estão enfrentando problemas com licenciamento ambiental e as usinas eólicas ainda não são competitivas.

[13] Isto ocorre devido ao cronograma de operação da usina , o qual comissiona 2 unidades a cada 2 meses (o número total de unidades é 44).

A Figura 5-1 abaixo mostra a oferta candidata destacando em cinza os projetos que estão considerados na expansão da oferta ou que possuem dificuldades ambientais ou de preço.

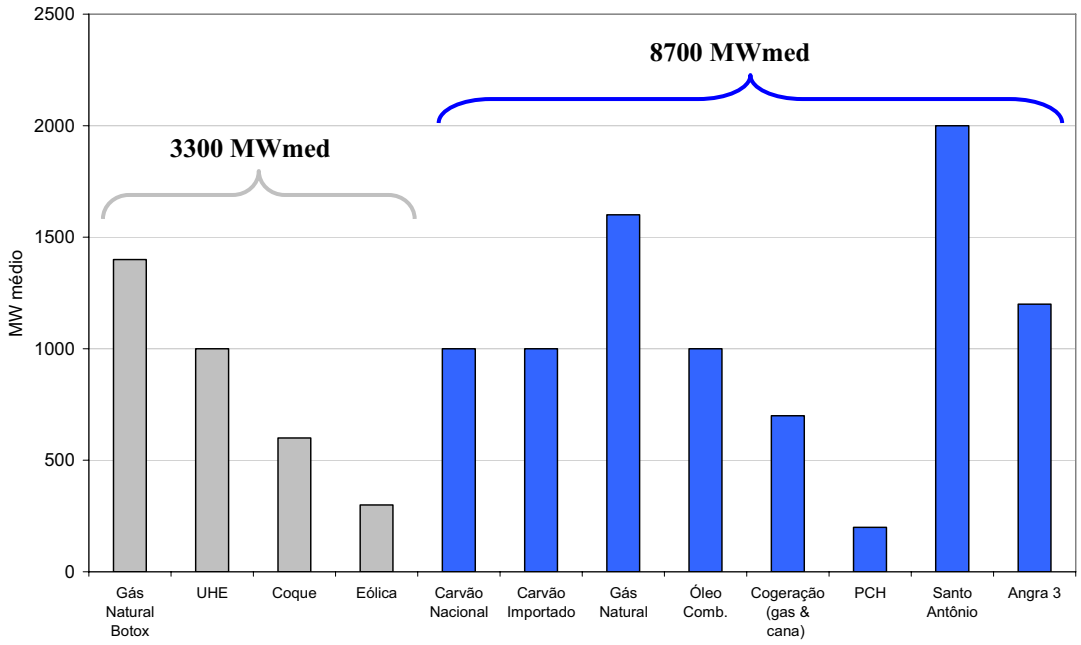


Figura 5-1 – Competidores para energia nova

Considerando Angra 3 e a hidroelétrica Santo Antônio, *a oferta candidata é de aproximadamente 8,700 MW médios*, o que é próximo da demanda projetada para o cenário da PSR.

Entretanto, observa-se que alguns projetos têm enfrentado alguns desafios, tais como:

- PCH: quantidade limitada;
- Hidroelétricas: escassez de estudos de viabilidade, novas opções de geração hidroelétrica devem estar disponíveis somente a partir de 2014;
- Projetos a gás natural: somente a geração flexível é competitiva, o que é possível com a importação de GNL. Entretanto, o uso deste combustível para a geração termoelétrica não é compatível com o atual despacho do sistema Brasileiro: a necessidade de despacho com dois meses de antecedência (para possibilitar a encomenda dos navios metaneiros) vai de encontro ao despacho do ONS (sem aviso prévio). Como existem multas severas caso não se cumpra com a solicitação de despacho (o que aconteceria caso o GNL não seja encomendado com antecedência), os geradores estão optando por não participar dos leilões de energia nova.

- Rio Madeira: necessita de grandes custos de investimento e de transmissão, poucos financiadores podem arcar com este custo e o montante de energia em 2012 não é muito significativo.

- Nuclear: é opção de geração disponível apenas a partir de 2014

Com relação à cogeração utilizando o bagaço de cana, esta opção apresenta uma grande atratividade econômica. Porém, existem desafios técnicos e regulatórios importantes para materializar a presença desta fonte na expansão do sistema, tais como: (i) falta de rede de transmissão nos principais locais onde a expansão da cana de açúcar está ocorrendo (Goiás, Mato Grosso); (ii) necessidade de uma melhor avaliação dos benefícios econômicos da produção e energia no período seco do sistema hidroelétrico brasileiro. Adicionalmente, o desenvolvimento do etanol celulósico no longo-prazo pode criar um custo de oportunidade pra o bagaço da cana de açúcar (atualmente este custo é nulo), o que pode elevar o custo da venda de excedente de energia.

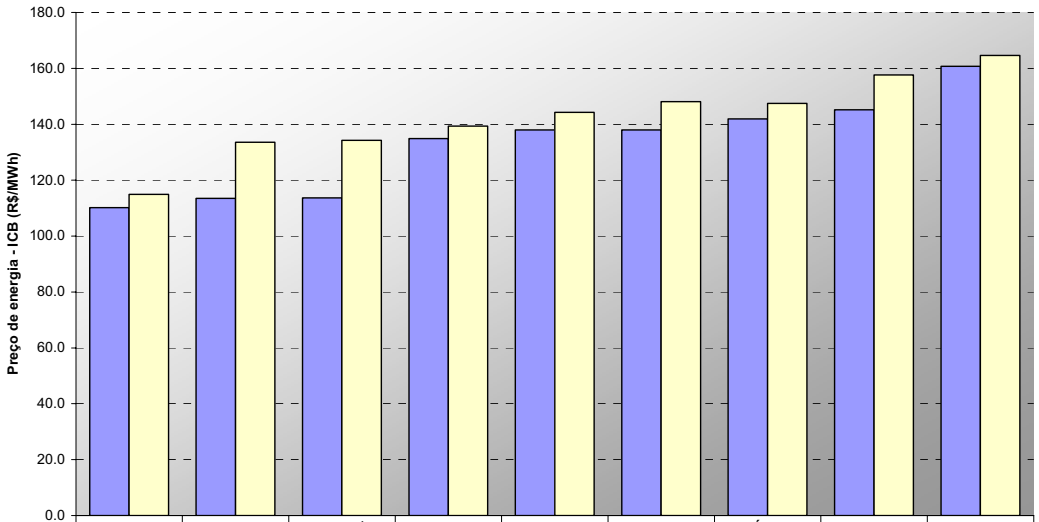
Em resumo, apesar de haver cerca de 8.700 MW médios de energia firme de projetos candidatos durante o período de 2012-2014, muitos destes projetos estão enfrentando dificuldades. Isto significa que a MPX tem uma janela de oportunidade para desenvolver projetos de geração no Brasil durante este período.

5.1.2 Atratividade econômica

O próximo passo para avaliar o potencial dos competidores da MPX é estudar a sua atratividade econômica. Neste relatório nos representamos cada tecnologia de geração candidata por um projeto de *referência*, definido pela PSR. Cada projeto de referência captura as principais características (custo de investimento, energia firme, custo de combustível, etc...) de um projeto típico pertencendo a cada tecnologia considerada na expansão do sistema. Os critérios e hipóteses estão apresentados no anexo C. Para cada tecnologia de geração, calcula-se o preço de energia sujeito a um custo de construção e a uma dada taxa interna de retorno (por exemplo, 17% em termos reais).

É importante ressaltar que os preços estimados neste estudo são valores de referência, definidos para projetos "típicos" de cada tecnologia, com o objetivo de analisar a competitividade das opções de geração. Estes preços podem apresentar grande variabilidade dependendo dos parâmetros específicos de cada projeto, como custos de investimento, condições de financiamento, tarifas de transmissão, etc.

A figura abaixo apresenta a estimativa da PSR do preço da energia para cada tecnologia de geração candidata considerando um retorno de 13% (referência do mercado) e 17%.



	Biomassa	PCH	Hidro*	GNL	Biomassa Retrofit	Carvão Importado	Óleo Combustivel	Carvão Nacional	Gas Natural
TIR = 13%	110	114	114	135	138	138	142	145	161
TIR = 17%	115	134	134	139	144	148	147	158	165

* Hidro para entrega em 2012

Figura 5-2 – preço de energia nova por tecnologia

Observa-se que a cogeração com bagaço de cana é a fonte de energia mais competitiva, mas possui disponibilidade questionável e, sozinha, não atende à necessidade do sistema. As hidroelétricas e as termoelétricas utilizando GNL possuem preços energia abaixo do preço teto atualmente praticado nos leilões de energia nova, que estão fixados em 140 R$/MWh para termoelétricas e 126 R$/MWh para hidroelétricas). Entretanto estas tecnologias possuem falta de disponibilidade (usinas hidroelétricas) e riscos regulatórios não desprezíveis (usinas a GNL). A próxima opção de geração competitiva é o carvão importado, cujos projetos pertencem à MPX, como será discutido a seguir.

Em resumo, como discutido na seção anterior, os projetos mais competitivos enfrentam alguns desafios para a efetiva implantação no período 2011-2014, o que representa uma janela de oportunidade para o portfolio da MPX.

5.2 MPX portfolio

A Figura abaixo apresenta o portfolio de geração da MPX, correspondendo a cerca de 9.000 MW de potência instalada. Observa-se que este portfolio é particularmente diversificado, pois além de possuir praticamente todas as fontes de geração, estas se localizam nos quatro subsistemas. Adicionalmente, estes projetos podem entrar em operação entre 2012 e 2014, período mais delicado em termos de opções de oferta para o Brasil.

Funding Structure - IPO

Portfolio de Projetos

Projetos	Potencia Total		Fonte	Inicio de Operação	Capex (US$/MWh)
	Fase I	Fase II			
1. Pecem	720 MW	360 MW	Carvão	2012 / 2013	1,682
2. Maranhão	360 MW	360 MW	Carvão	2012 / 2013	1,856
3. Porto Açú	1400 MW	4000 MW	Carvão / Carvão Gaseificado	2013 / 2015	1,800
4. Serra do Navio	23 MW		Óleo Diesel	2008	1,150
5. Chile	1400 MW		Carvão	2013	1,800
6. UTE Sobral - Ceará	214 MW		Óleo Combustível	2012	500
7. Termopantanal BR	44 MW		Gás Natural	2011	500
8. Termopantanal Bolívia	170 MW		Gás Natural	2011	500
9. Bolívia	1120 MW		Gás Natural	2013	715
10. PCH Capivara	30 MW		Hidráulica	2011	2,000
11. Baixo Iguaçú	350 MW		Hidráulica	2013	1,500
12. UTE MPX Seival	600 MW		Carvão	2014	1,900
13. Mina Seival			Carvão	2010	
Total =	6431 MW	4720 MW			
Total MPX =	11151 MW				

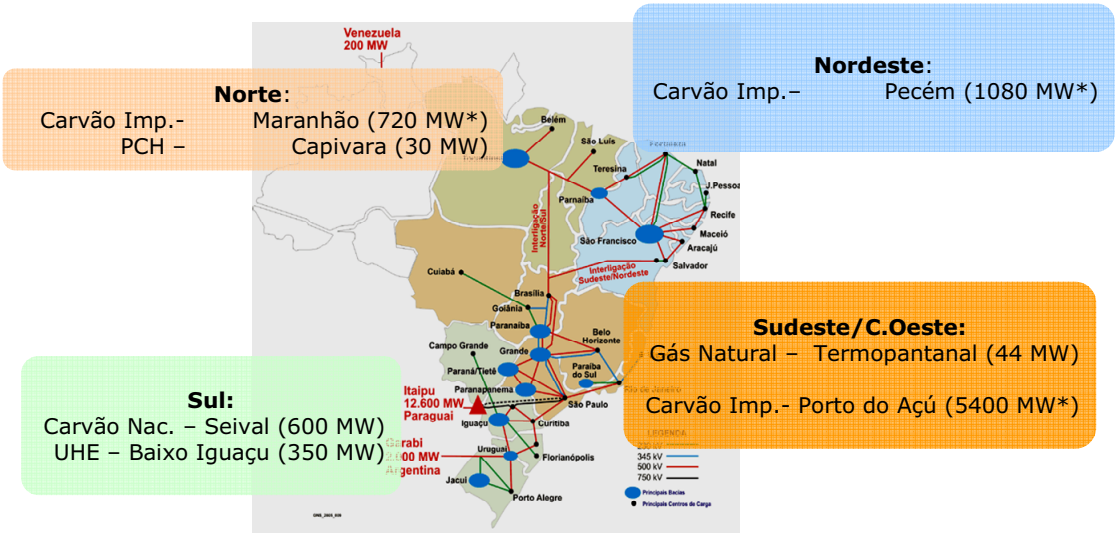
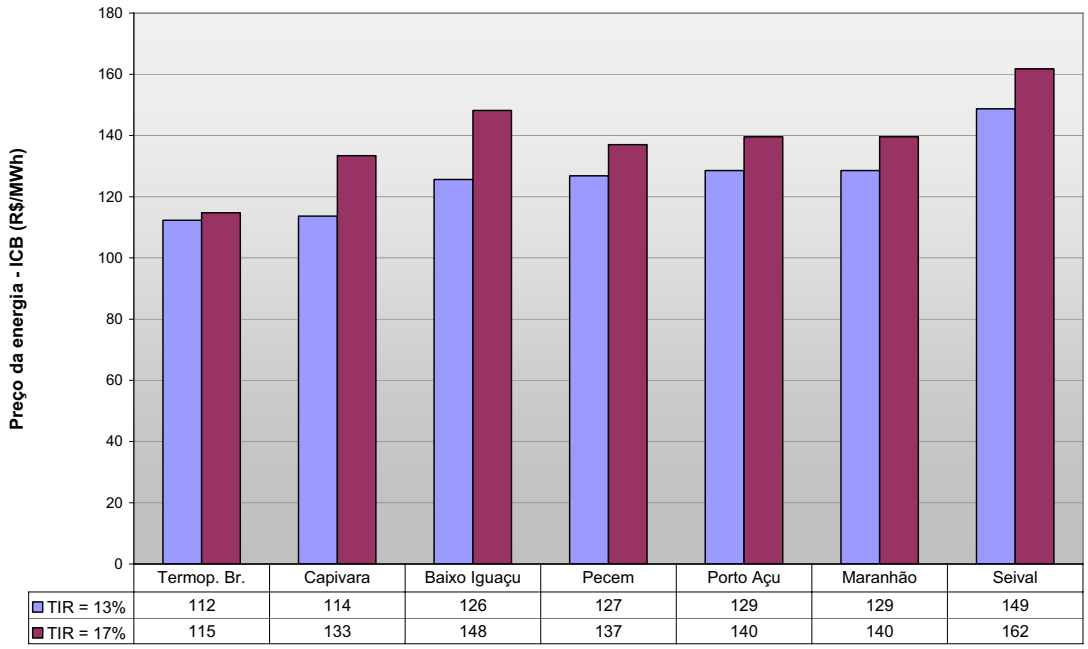


Figura 5-3 – MPX portfolio

5.2.1 Atratividade econômica

Baseado na informação dada pela MPX sobre cada projeto, estimou-se o preço da energia para este para cada projeto pertencente a este portfolio considerando duas taxas de retorno (13% e 17%)[14]

[14] Retornos estimados sobre o capital próprio e em valores reais.



	Termop. Br.	Capivara	Baixo Iguaçu	Pecem	Porto Açu	Maranhão	Seival
TIR = 13%	112	114	126	127	129	129	149
TIR = 17%	115	133	148	137	140	140	162

Figura 5-4 – MPX portfolio: preço de energia

Observa-se que o portfolio da MPX é muito competitivo para estas taxas de retorno, com preços de energia bem abaixo do preço teto atualmente praticado nos leilões de energia nova. Entretanto, esta competitividade é somente uma referência para os projetos da MPX. O preço de venda de energia que será praticado dependerá do mercado alvo (livre ou cativo) e dos seus respectivos preços efetivos.

Para uma TIR de 17%, a UHE Baixo Iguaçu tem um preço de energia acima do teto dos leilões de hidroelétricas. Entretanto, ressalta-se que existe uma tendência de aumento deste valor devido a: (i) altos custos previstos para os projetos do Rio Madeira; (ii) preço teto da PCH utilizado no leilão de fontes alternativas de junho de 2007 (135 R$/MWh) já é mais elevado do que os valores adotados até o momento e (iii) dificuldades com licenciamento ambientais.

A UTE a carvão Seival também possui preço de energia acima do preço teto atualmente praticado nos leilões de energia nova. Porém, este projeto será dedicado ao ACL em conjunto com a UTE Porto Açu. Como visto no capítulo anterior, a falta de lastro firme de energia para os próximos anos indica uma tendência de aumento no preço da energia neste ambiente. Além disso, existe uma sinergia entre a geração de energia e a produção de carvão, pois MPX é detentora da mina abastece a térmica de Seival.

5.2.2 Análise de sensibilidade: carvão importado

Visando mostrar a robustez da competitividade dos projetos a carvão, algumas sensibilidades com relação à taxa interna de retorno foram realizadas. A Figura 5-5 mostra a relação entre o preço da energia e a TIR dos projetos Maranhão e Pecém, que utilizam carvão importado. Com relação ao projeto de Pecém, observa-se que o preço da energia está abaixo do preço teto mesmo considerando uma TIR de 18%.

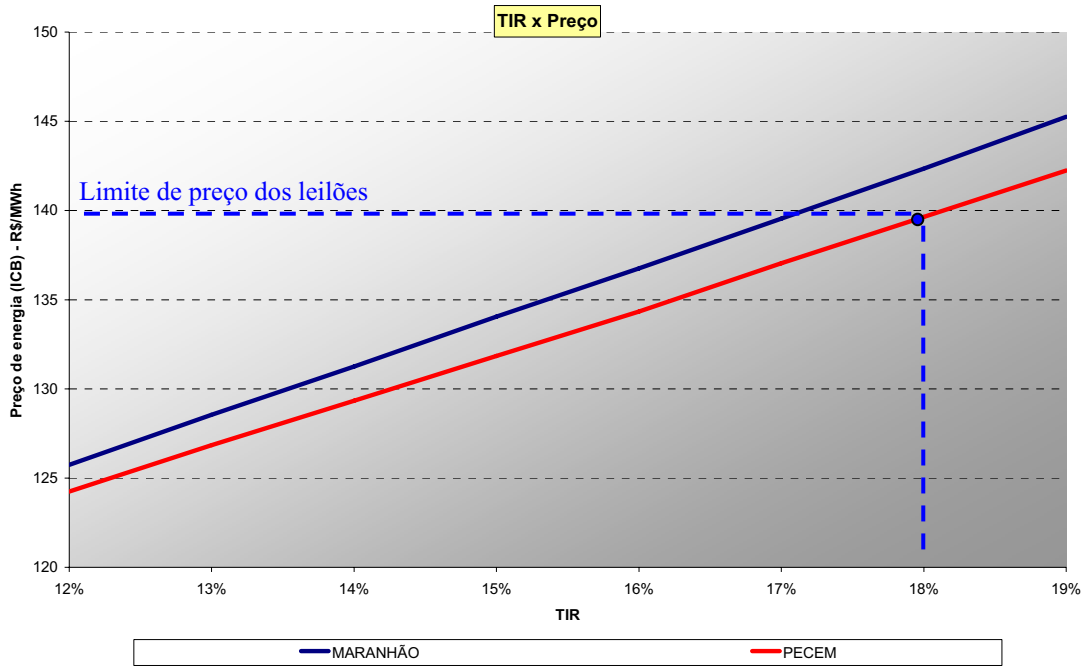


Figura 5-5 – Sensibilidade da TIR para o carvão importado

Além disso, tendo em vista que estes projetos participarão do próximo leilão A-5 para entrega de energia em 2012, seus custos variáveis unitários (CVU) foram declarados para a EPE em fevereiro de 2012 para o cálculo dos parâmetros necessários deste leilão (CEC, COC e garantia física).

Cotações recentes de carvão importado revelam um preço de combustível abaixo do observado em fevereiro. Ou seja, estas térmicas podem ter um custo unitário de operação *real* menor do que o custo *declarado* para a EPE. Como o custo *declarado* é utilizado para o reembolso dos custos operativos da térmica na modalidade de contratação por disponibilidade, a MPX terá um upside no seu fluxo de caixa quando a térmica for despachada se o custo efetivo for menor que o custo variável declarado.

Por exemplo, se o custo variável *declarado* for 80 R$/MWh e o custo *real* for 75 R$/MWh, a térmica terá um upside de 5 R$/MWh no seu fluxo de caixa toda vez que for despachada. Considerando que esta receita adicional pode ser utilizada como um desconto na parte fixa do preço da energia (ICB), este upside pode aumentar a competitividade dos projetos térmicos com carvão importado.

A Figura 5-6 abaixo mostra que cada 5 R$/MWh de desconto no custo variável com relação ao custo declarado corresponde a um aumento de 1 ponto percentual na TIR.

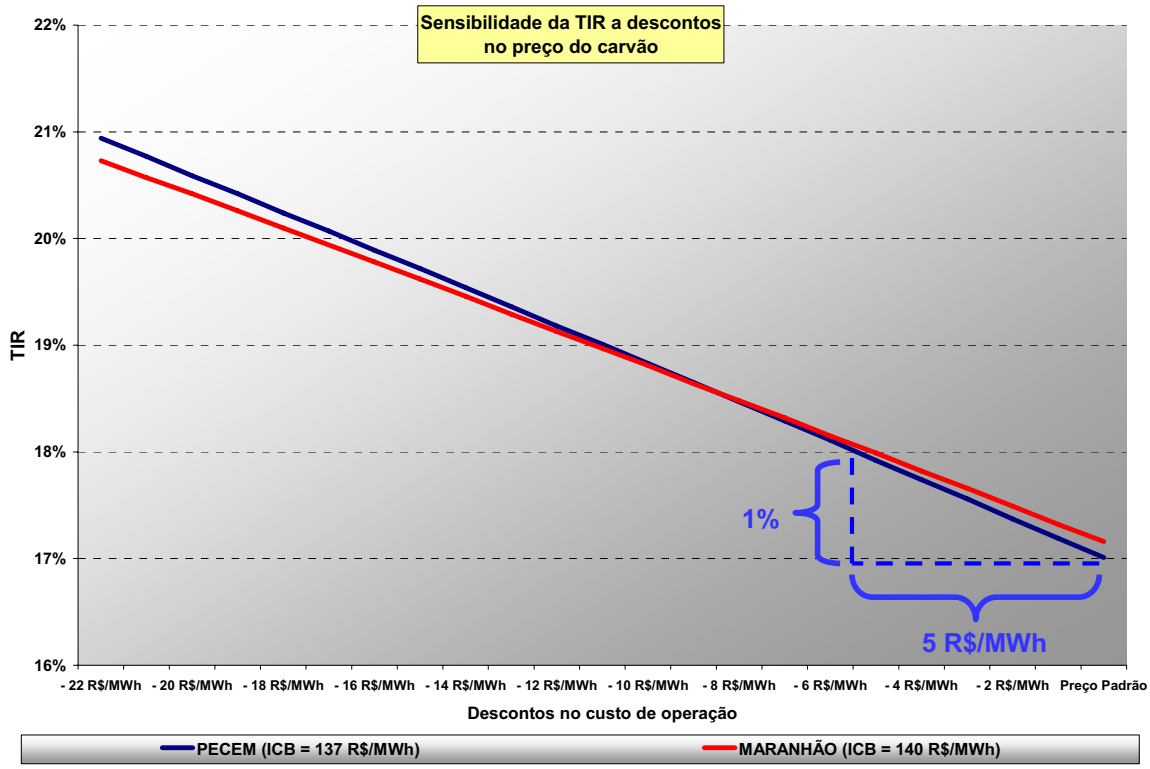
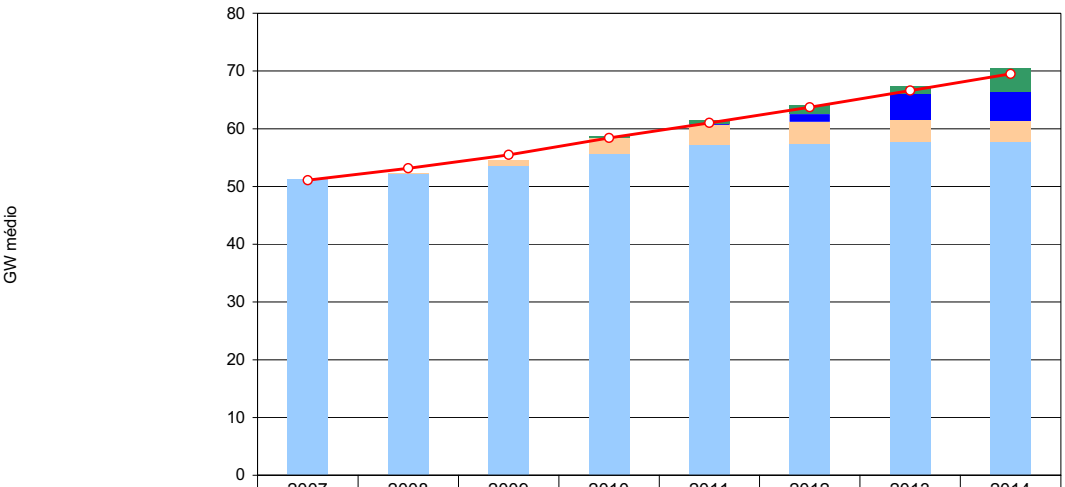


Figura 5-6 - Sensibilidade no custo real do carvão importado: upside na TIR

5.3 Conclusão

Para sustentar um crescimento do PIB brasileiro de 5% ao ano, cerca de 9.300 MW médios de energia firme deverão ser adicionados ao sistema durante 2014-2014. Esta nova energia deve ser contratada tanto pelo mercado livre (ACL) quanto pelo regulado (ACR) e representa espaço de mercado para os projetos de geração da MPX.

A MPX tem um portfolio de projetos de geração capaz de suprir esta capacidade de mercado apresentando competitividade tanto em termos de quantidade quanto em termos de atratividade econômica. A próxima figura mostra como este portfolio se enquadra na necessidade do mercado no período de 2012 a 2014.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativo	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	1.6	1.4	4.1
Portfolio MPX	0	0	0	0	0.2	1.3	4.4	5.0
Leilão de Energia Nova	0.0	0.2	1.0	2.9	3.5	3.7	3.7	3.7
Existente/Em Construção	51.2	52.3	53.6	55.6	57.2	57.5	57.8	57.8
Demanda	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5

Figura 5-7 – Importância do portfolio da MPX para o cenário de expansão

Praticamente todos os projetos do portfolio da MPX possuem preços de energia abaixo do limite estabelecido atualmente nos leilões de energia (140 R$/MWh), considerando uma TIR mais elevada que o valor de mercado para este tipo de investimento no Brasil. Isto significa que os retornos podem ser até maiores dado a expectativa de aumento nos preços da energia no futuro, face ao balanço apertado entre oferta e demanda nos próximos anos.

Quando comparado com outros projetos, este portfolio é competitivo não apenas em termos de preço, mas também em termos de quantidade. Os principais competidores da MPX enfrentam atualmente algumas dificuldades. Por exemplo: (i) projetos hidro estão limitados até 2014 devido à falta de estudos de viabilidade; (ii) PCH e biomassa tem potencial limitado (muitos pequenos projetos e pouca economia de escala) e (iii) térmicas utilizando gás tem menor competitividade (cláusulas de *Take or Pay* para o gás Boliviano) e maior volatilidade de preço de combustível, alem de, no caso do GNL, risco de penalidade de acordo com a regulação atual.

A MPX possui características adicionais que aumentam o valor da empresa. Por exemplo, seus projetos estão localizados estrategicamente nos quatro subsistemas, o que possibilita o aproveitamento da diferença de preços de custo prazo (PLD) entre os submercados. Além disso, alguns projetos estão localizados próximos às fontes de suprimento de combustível ou, no caso do carvão importado, aos portos, ambos pertencendo à empresa. Isto amplia e aprimora a eficiência logística da companhia, o que pode ser traduzido em menores custos de transporte e maiores *upsides*.

Finalmente, após 2014, considerando um crescimento do PIB do Brasil de 5%, cerca de 3.500 MW médios de energia deverão ser adicionados por ano ao sistema. Este quadro que representa oportunidades de investimento para empresas com opções de geração atrativas como a MPX.

A ANEXO A – CENÁRIO DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA

O objetivo deste Anexo é apresentar à MPX o cenário de expansão de referência utilizado neste estudo.

A.1 Critério para elaboração do cenário de expansão

A.1.1 Curto e médio prazo

No horizonte de curto-médio prazo (2007-2011), o cenário de expansão está praticamente definido. As principais incertezas neste caso estariam relacionadas às restrições ambientais e outras dificuldades de suprimento como, por exemplo, oferta de gás natural para as térmicas.

No horizonte de mais curto prazo (2007-2008), o cenário de expansão da oferta de energia procura manter-se coerente com a expansão divulgada pelo ONS em seus sucessivos Planos Mensais de Operação (PMO).

Para o horizonte de médio prazo (2009-2011), os empreendimentos de geração são incorporados ao cenário de expansão de forma a respeitar o grau de certeza em "sua" efetiva implantação. Fazem parte desse conjunto as usinas termelétricas em construção, aquelas com PPA's assinados ou em estágio avançado de negociação e os empreendimentos hidroelétricos já licitados, aqueles em construção ou com concessão outorgada.

É importante ressaltar que o Cenário de Expansão assim construído pode eventualmente contemplar aproveitamentos hidroelétricos que apresentem atualmente sinais de dificuldades de caráter ambiental. No entanto, entende o grupo consultor que os prazos previstos para a entrada em operação desses empreendimentos sejam suficientemente longos para permitir as negociações e estudos necessários que os viabilizem ambientalmente. Em geral, hidroelétricas que possuem, de acordo com a Fiscalização da ANEEL, algum tipo de problema (ambiental ou de construção), será postergado com relação às usinas sem problemas aparentes. A Tabela A.1 apresenta estes projetos, classificados com amarelos – possuem algum problema para implantação – ou vermelho – possuem severos problemas para implantação.

A expansão hidroelétrica considera, como critério de inserção, que projetos já licitados possuem prioridade de implementação em relação a projetos não licitados. No horizonte de mais curto prazo, procurou-se conciliar o ajuste da expansão das usinas hidroelétricas com o relatório divulgado pela Superintendência de Fiscalização de Serviços de Geração (SFG) da ANEEL.

Hydro Plant	State	Capacity (MW)	Schedule Op. date in our scenario
Barra Brauna	MG	39	Set-09
Salto	GO	108	Jan-10
Slt. Verdinho	GO	93	Jan-10
Monjolinho	RS	67	Fev-10
Estreito Toc.	TO/MA	1087	Jul-11
Hidro LEN 2005[15]		777	From 2009
Termo LEN 2005[16]		716	From 2009
Termo LEN 2006[17]		570	Jan-09
B. Coqueiros	GO	90	Out-09
Caçu	GO	65	Out-09
Bau I	MG	110	Mar-10
Olho dagua	GO	33	Abr-10

Tabela A-1- Situação das usinas no horizonte 2007-2011

Caso a usina hidroelétrica licitada não esteja com sua construção iniciada e não possua previsão de entrada em operação (pela fiscalização da ANEEL), sua data de entrada é definida de acordo com o "ajuste" do cenário para o longo prazo (discutido a seguir), respeitando a ordem de entrada das usinas licitadas anteriormente.

Em resumo, para o horizonte de 2009-2011 considerou-se o cronograma dos projetos em construção, ajustado de acordo com as dificuldades ambientais ou por restrições de suprimento de combustível (caso do gás natural).

Durante o período 2007-2011 considerou-se também os projetos resultantes do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (PROINFA). Este programa prevê a contratação de cerca de 3300 MW de capacidade instalada de energias renováveis, divididas igualmente entre eólicas, PCHs e biomassa. A implementação destes projetos está atrasada (o programa deveria estar operando completamente em 2006). No cenário de referência, serão considerados apenas 60% da capacidade instalada prevista para entrar em operação pelo PROINFA. Este número está baseado na análise dos empreendimentos que já iniciaram a construção de acordo com o "Cronograma de Eventos PROINFA de Maio de 2007" divulgado pela Aneel.

[15] Das sete hidroelétricas no leilão de dezembro de 2005, quarto estão classificadas com "amarelas" (Batalha, Foz R. Claro, São José e Passo S. João).
[16] As térmicas Jacui, Candiota III e Goiânia II, do leilão de 2005, estão classificadas como "amarelas".
[17] As seguintes térmicas do leilão A-3 estão classificadas como "amarelas": Potiguar III, Termomanaus, Pau Ferro I, Camaçari Muricy I e Camaçari Pólo de Apoio I.

A.1.2 Longo prazo

Para o horizonte de longo prazo (pós 2011), a expansão da oferta de energia elétrica é obtida de acordo com o processo de "ajuste" do cenário de expansão. Em outras palavras, caso haja necessidade de acréscimo de nova oferta ao sistema, por exemplo, visando obter níveis adequados de confiabilidade no atendimento à demanda, novos projetos são inseridos de acordo com o seguinte critério:

- usinas hidroelétricas: são consideradas prioritariamente as usinas já licitadas e que não tenham iniciado sua construção e não possuam previsão de entrada em operação (pela fiscalização da ANEEL). Neste caso, sua data de entrada é definida de acordo com o "ajuste" do cenário para o longo prazo. Em seguida são considerados os aproveitamentos hidroelétricos que já tenham sido estudados pelo no passado (por exemplo, estudos conduzidos pela Eletrobrás e MME), e/ou aqueles tenham sido alvo de interesse de investidores privados. Finalmente, são consideradas, para inserção como "nova oferta", as demais usinas.
- usinas térmicas: a inserção de empreendimentos termoelétricos é dada através de módulos padrão de usinas termoelétricas alocados nos diversos submercados de modo que, em conjunto com a expansão das hidroelétricas e das grandes interligações, contemple uma oferta total de energia elétrica que satisfaça a projeção de demanda de energia elétrica dentro de critérios de qualidade de suprimento compatíveis com os aspectos energéticos e comerciais que se esperaria para um sistema em equilíbrio oferta x demanda. É importante salientar que estas térmicas não possuem identificação imediata (foram denominadas "térmicas genéricas"), e, portanto, não permitem associação específica com futuros projetos a serem desenvolvidos. Elas representam apenas "necessidade" de energia no sistema que deverá ser ocupada por uma central térmica.

Os módulos de empreendimentos termoelétricos "genéricos" considerados na construção do cenário de expansão são constituídos de:

- Módulos de 460 MW de usinas termoelétricas com tecnologia a ciclo combinado utilizando GNL (submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul);
- Módulos de 230 MW de usinas termoelétricas com tecnologia a ciclo combinado utilizando GNL (submercado Nordeste);
- Módulos de 250 MW de usinas termoelétricas utilizando carvão mineral nacional (submercado Sul).
- Módulos de 600 MW de usinas termoelétricas utilizando biomassa (bagaço de cana).

O módulo de 460 MW representa um empreendimento com tecnologia ciclo combinado composto de duas turbinas ciclo gás de 180 MW e uma de ciclo vapor de 180 MW, supondo uma perda de potência de cerca de 15% decorrente dos efeitos de altitude, temperatura e degradação. Para o cálculo da energia assegurada considerou-se o fator 90%. Os módulos de 250 MW para o carvão podem representar empreendimentos típicos com tecnologia a leito fluidizado ou em grupos de dois, empreendimentos com tecnologia convencional com 500 MW. Para o cálculo da energia assegurada considerou-se o fator 98%.

No subsistema Nordeste o módulo usado é de 230 MW para o gás natural. Esse módulo representa também a tecnologia de ciclo combinado com a conformação de uma turbina ciclo gás (180 MW) e uma de ciclo vapor (90 MW), supondo a mesma redução percentual na potência (15%). Para o cálculo da EA considerou-se o fator 90%.

O módulo de 600 MW para a biomassa representa um conjunto de empreendimentos que são representados por uma usina termoelétrica que gera durante os meses de Maio a Novembro, época da colheita da cana-de-açúcar. Para o cálculo da energia assegurada considerou-se o fator 58%.

Devido à necessidade de oferta e à falta de projetos hidroelétricos que se viabilizariam em tempo hábil, a inserção dos módulos genéricos de GNL ocorreria a partir 2012 com uma térmica no SE e uma térmica no NE. Esses projetos poderiam ser considerados apenas como necessidade de nova oferta e, dependendo da competitividade ou da disponibilidade do combustível, poderiam ser substituídos por carvão, biomassa, óleo diesel ou óleo combustível.

Os módulos de carvão poderiam entrar em operação a partir de 2012, sendo esta data condicionada à competitividade destes empreendimentos frente outras fontes de energia e à necessidade de nova oferta no sistema.

Finalmente, dada as oportunidades do setor sucroalcoleiro para o desenvolvimento da geração elétrica a partir de bagaço de cana, tais como: alta competitividade, elevado potencial energético e o curto tempo para construção; admite-se que os módulos de biomassa possam entrar em operação a partir de 2010. A data de entrada destes empreendimentos estaria condicionada à necessidade de nova oferta no sistema.

A.1.3 Grandes projetos hidroelétricos: Madeira e Belo Monte

Dois grandes projetos hidroelétricos estão sendo considerados pelas autoridades como parte da expansão da oferta a partir de 2012: Madeira e Belo Monte.

O projeto Madeira é um complexo com duas usinas localizadas no rio Madeira (Amazônia): Santo Antônio (3.100 MW) e Jirau (3.300 MW), envolvendo um investimento de cerca de R$ 20 bilhões. Mesmo localizadas em sítio com pouca queda (15 metros), estas usinas tem grande capacidade instalada graças à utilização de turbinas bulbo: o projeto de Santo Antônio possui 44 unidades de 70 MW cada e o projeto de Jirau possui 44 unidades de 75 MW cada. Ambas serão interconectadas ao sistema através de um link DC com 2.500 km até o submercado Sudeste. A Figura A.1 mostra a localização do projeto.

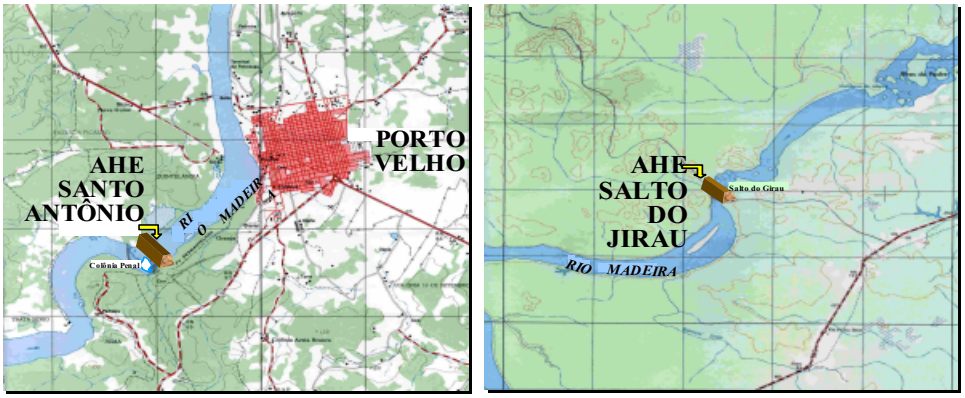


Figura A-1 – Localização do projeto do rio Madeira

Por outro lado, o projeto de Belo Monte está localizado no rio Xingu, no estado do Pará. O sítio aonde está localizada a hidroelétrica possui uma altura de queda média (100 m) e existem três possibilidades de potência instalada que estão sendo consideradas para o projeto: 11.000 MW (20 unidades de 550 MW cada); ou 7.700 MW; ou 5.500 MW. A usina deve ser interconectada ao submercado Nordeste através de um link DC de 1.600 km. A Figura A.2 mostra a localização do projeto.

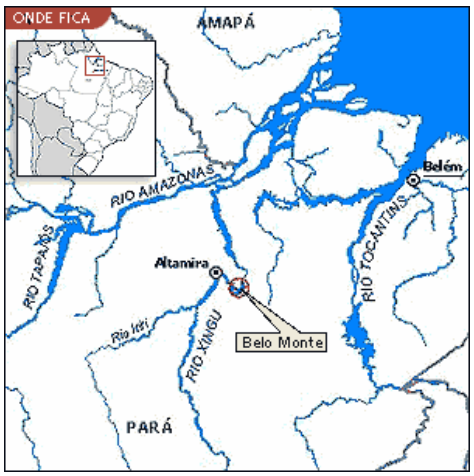


Figura A-2 – Localização do projeto Belo Monte

Os principais desafios deste projeto consistem no processo de licenciamento ambiental e nos riscos de construção/financiamento. No cenário de expansão de referência as seguintes datas de entrada foram consideradas: Santo Antonio (março/2013), Jirau (fevereiro/2016) e Belo Monte (2015).

As usinas pertencentes ao complexo hidroelétrico do Tapajós (outra opção na Amazônia) não foram consideradas no horizonte deste estudo.

A.2 Aspectos complementares

A.2.1 Adequabilidade com relação aos leilões de energia nova

O leilão de energia nova de Dezembro de 2005 definiu a entrada em operação de diversos equipamentos novos no horizonte 2008-2010. Estes foram considerados de acordo com o seu resultado individual do leilão, conforme descrito na tabela a seguir:

Usina	Tipo	Adição de capacidade(MW)	Ano de entrada em operação
Foz do Rio Claro	Hidro	67	2010
São José	Hidro	51	2009
Baguari	Hidro	140	2009
Passo São João	Hidro	77	2009
Paulistas	Hidro	54	2009
Simplício	Hidro	306	2010
Retiro Baixo	Hidro	82	2009
Goiânia II	UTE Óleo Diesel	70	2009
Candiota III	UTE Carvão	350	2010
Costa Pinto	UTE Biomassa	66	2009
Rafard	UTE Biomassa	43	2009
Jacuí	UTE Carvão	326	2009
Interlagos	UTE Biomassa	40	2008
Quirinópolis	UTE Biomassa	40	2008
Lasa	UTE Biomassa	23	2009
UTE Emergencial	UTE	360	2008
Total		**2,095**	

Tabela A-2- novas usinas resultantes do leilão de energia nova de dez/2005

Em junho de 2006 ocorreu o primeiro leilão A-3, que definiu a entrada em operação de diversos equipamentos novos em 2009, além de duas usinas. Estes também foram considerados de acordo com o seu resultado individual do leilão, conforme descrito na tabela a seguir:

Usina	Tipo	Adição de capacidade(MW)	Ano de entrada em operação
PCH[18]	Hidro	125	2009
PCT[19]	UTE Biomassa	154	2009
Colorado	UTE Biomassa	34	2009
Petrolina (emergencial)	UTE Óleo OC	136	2009
Camaçari M I	UTE Óleo OC	148	2009
Camaçari PA I	UTE Óleo OC	148	2009
Potiguar (emergencial)	UTE Óleo Diesel	52.8	2009

[18] Foram vendidas 7 PCHs (Santa Fé, Porto das Pedras, Pedra do Garrafão, Pirapetinga, Barra Escondida, São Domingos II e Piedade)
[19] Foram vendidas 4 PCTs (São José, Cisframa, Santa Isabel e Quirinópolis)

Usina	Tipo	Adição de capacidade(MW)	Ano de entrada em operação
Camaçari M II	UTE Óleo Diesel	140	2009
Pecem II	UTE Óleo Diesel	140	2009
Potiguar III	UTE Óleo Diesel	66	2009
Pau Ferro I	UTE Óleo Diesel	94	2009
Termomanaus	UTE Óleo Diesel	142.2	2009
Total		**1380**	

Tabela A-3- novas usinas resultantes do leilão de energia nova de jun/2006

Finalmente, em outubro de 2006 ocorreu o primeiro leilão A-5, definindo a entrada em operação de novos empreendimentos em 2011. A tabela a seguir contém estas usinas:

Usina	Tipo	Adição de capacidade(MW)	Ano de entrada em operação
PCT[20]	UTE Biomassa	234	2011
Dardanelos	Hidro	261	2011
Mauá	Hidro	350	2011
CSA	UTE Óleo OC	490	2011
Camaçari PA I	UTE Óleo OC	174	2011
Palmeira de Goiás	UTE Óleo Diesel	32	2011
Bahia I (emergencial)	UTE Óleo Diesel	140	2011
Total		**1540**	

Tabela A-4- novas usinas resultantes do leilão de energia nova de out/2006

Na construção do cenário de expansão merece destaque especial o conjunto de 8 (oito) empreendimentos hidroelétricos que não foram habilitadas para os Leilões de Energia Nova realizados até o momento. Estas usinas foram incorporadas ao cenário a partir de 2012. A tabela a seguir apresenta esses 8 (oito) empreendimentos hidroelétricos novos e a data de entrada em operação adotada para cada um deles no Cenário de Expansão de Referência.

[20] Foram vendidas 5 PCT (Quata, Usina Bonfim, Ferrari, Boa Vista e Baía formosa)

Empreendimento	UF	Potência (MW)	Data de entrada em operação no cenário
Baixo Iguaçu	PR	340	Julho de 2012
Barra do Pomba	RJ	80	Março de 2012
Cambuci	RJ	50	Março de 2012
Ipueiras	TO	600	Janeiro de 2013
Itaguaçu	GO	130	Dezembro de 2012
Mirador	GO	106	Fevereiro de 2012
Salto Grande	PR	53.4	Agosto de 2012
Telêmaco Borba	PR	112	Julho de 2012
	Total (MW)	**2471.4**	

Tabela A-5- projetos hidroelétricos a serem leiloados

A.2.2 Restrições de gás natural no Sudeste e no Nordeste

Um ponto importante no que diz respeito às condições de suprimento de energia elétrica envolve a disponibilidade de gás natural para as termoelétricas. Por motivos de apresentação, esta seção apresenta uma visão geral sobre o balanço entre oferta e demanda de gás até 2011, período considerado o mais crítico em termos de disponibilidade de novas fontes do insumo.

Motivado por programas de incentivo e por políticas de preço baixo, o consumo de gás natural no setor não-termoelétrico (industrial, residencial, automotivo, comercial e refinarias) vem apresentando elevadas taxas de crescimento desde 2000. Com relação ao setor termelétrico, o país possui cerca de 8.000 MW de térmicas a gás natural. O despacho destas térmicas, sem considerar a geração inflexível, é bastante volátil, com forte dependência das condições hidrológicas. Atualmente, se as afluências forem próximas das médias históricas, estas térmicas podem ficar desligas por vários meses. Entretanto, as regras do setor elétrico exigem que haja disponibilidade de gás natural para o despacho total do parque gerador termoelétrico do país[21], o que corresponde a um volume de gás próximo ao do setor não-termoelétrico.

Por outro lado, é de conhecimento geral que o aumento da oferta de gás natural não acompanhou o aumento da demanda. Além disso, com o fim do racionamento, observou-se uma situação conjuntural de excesso de oferta de energia elétrica. Esse panorama motivou a Petrobras a redirecionar os investimentos na área de gás natural, principalmente no que se refere à malha de gasodutos, o que contribuiu para piorar as condições de suprimento de gás natural.

[21] Ressaltamos que é necessário reservar infra-estrutura de transporte e de produção de gás natural para garantir o suprimento de combustível para o despacho total do parque gerador, sob penalidade de perda da garantia física das usinas.

Entretanto, os primeiros sinais de dificuldade no suprimento de gás só foram observados em janeiro de 2004, quando as condições hidrológicas da região Nordeste levaram a baixos níveis de armazenamento, resultando na necessidade de se complementar a geração hidrelétrica com termelétricas locais (1200 MW). Nessa oportunidade apenas um terço da capacidade instalada da região (400 MW) conseguiu gerar, em virtude de falhas no suprimento do combustível (gás natural). Como conseqüência, a ANEEL reduziu os certificados de garantia física e ajustou a capacidade disponível destas usinas, de acordo com a disponibilidade de gás natural observada, para fins de planejamento da operação[22].

Adicionalmente, em virtude do agravamento da estiagem que afetou os estados da região Sul em março de 2005, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico determinou os testes de despacho simultâneo da UTE Uruguaiana e de Garabi (CIEN). No caso de Uruguaiana, constatou-se que o volume de gás natural importado da Argentina está aquém de suas necessidades para lastrear sua garantia física. Em Garabi também foi identificado que o montante de energia importado não cobre sua garantia física definida inicialmente. Sendo assim, a ANEEL estabeleceu a redução da disponibilidade e do lastro desses agentes, onde a interconexão Brasil-Argentina passou de 2200 MW para 400 MW enquanto a UTE Uruguaiana passou de 600 MW para cerca de 200 MW. Nos dois casos a solução para esse entrave está no balanço de gás natural da Argentina, tendo em vista que esta não é obrigada a fornecer o combustível, nem para Uruguaiana e nem para as Térmicas que lastreiam o contrato de Garabi, em caso de necessidade para uso doméstico. Mais tarde a interconexão Brasil-Argentina foi solicitada a despachar por razões energéticas e, novamente, não atendeu à ordem de despacho, resultando em perda total do lastro da CIEN e na retirada da interconexão da configuração do plano mensal. A PSR acredita que quando a disponibilidade desta interconexão estiver restaurada, seu modelo comercial será provavelmente redesenhado e não será mais considerada como uma fonte firme de energia para o sistema brasileiro[23].

Finalmente, durante o mês de agosto de 2006, algumas termoelétricas das regiões Sul/Sudeste também falharam à solicitação de despacho do ONS. Por exemplo, na semana de 26/08 a 01/09 foram despachados um total de cerca de 3900 MW porém 2600 MW declararam-se indisponíveis, resultando em um despacho efetivo de 1400 MW. Como conseqüência da restrição de suprimento de gás natural no sistema, a ANEEL realizou outro teste de despacho, desta vez nestes subsistemas. O teste foi realizado em dezembro durante 15 dias e os resultados foram desapontadores: a maioria das térmicas não teve combustível suficiente para gerar. Como resultado, a ANEEL editou a Resolução Nº 237/2006 dizendo que os

---

[22] O instrumento legal com esta medida é a Resolução Normativa Nº 040 de 28/01/2004 emitida pela ANEEL.

[23] A interconexão Brasil-Argentina é representada no Brasil como uma térmica na fronteira dos dois países (região Sul) e com custo variável igual ao preço de combustível no contrato com a Argentina. Sempre que esta "térmica" for despachada, a energia supostamente flui da Argentina para o Brasil. Assim como qualquer outra térmica no Brasil, ela pode vender energia firme através de contratos de longo-prazo.

valores de disponibilidade apurados segundo o teste de despacho dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul serão considerados como disponibilidade máxima das usinas a gás para fins de planejamento da operação do sistema. Para as usinas que não foram testadas, considerou-se a disponibilidade observada no ano anterior. Em outras palavras, o principal impacto destas medidas foi a retirada de milhares de MW de térmicas a gás da configuração de oferta do sistema.

A tabela a seguir apresenta o resultado do teste do despacho.

Usina	Programado (MW méd.)	Verificado (MW méd.)	Déficit (MW méd.)	Déf. (%)
Juiz de Fora	84	84	0	0%
W. Arjona	172	159	13	7%
Norte Fluminense	868	797	71	8%
Araucária	484	466	86	4%
Três Lagoas	252	190	62	24%
Termorio	713	420	293	41%
B. L. Sobrinho	385	26	359	93%
Ibirité	226	1	225	100%
Macaé	922	0	922	100%
Nova Piratininga	370	0	370	100%
Campos	30	0	30	100%
Piratininga	180	0	180	100%
Canoas	160	0	160	100%
Total	4846	2144	2702	56%

Tabela A-6- resultado do teste de despacho

A tabela a seguir apresenta a disponibilidade apurada até 30 de novembro de acordo com as RENs 231 e 237.

Usina	Disponibilidade (MW méd.)
Cuiabá	397,03
Termoperambuco	57,13
FAFEN	91,84

Tabela A-7- disponibilidade média das usinas

Por um lado, a retirada destas plantas do cenário de expansão da oferta contribui para uma operação mais correta e precisa do sistema, baseada em recursos que estão realmente disponíveis para atender a demanda. Por outro lado, esta medida tem impactos óbvios na segurança de suprimento, nos preços de curto prazo e deixa o sistema mais dependente da hidrologia.

As térmicas a gás que falharam no teste de despacho foram removidas da configuração do sistema em janeiro de 2007. Entretanto, devido às condições hidrológicas extremamente favoráveis no início do ano, os impactos da falta de oferta no preço de curto prazo foram pequenos.

A.2.3 Termo de compromisso da Petrobras para restaurar a disponibilidade das térmicas a gás natural

A Resolução Normativa n0 237/2006, a mesma que estabeleceu a retirada das térmicas após o teste de despacho realizado em dezembro de 2006, condicionou a volta destas usinas no horizonte de planejamento da operação à apresentação de um cronograma, reconhecido pela ANEEL, que comprovasse oferta antecipada de gás.

Neste sentido, a Petrobras está desenvolvendo novas estratégias de suprimento de gás, incluindo a construção de plantas de regaseificação de GNL e o desenvolvimento da produção local (principalmente nas bacias do Espírito Santo e Santos). O aumento de importação de gás da Bolívia foi desconsiderado pela Estatal.

No final de abril a Petrobras apresentou na reunião do CMSE um cronograma de disponibilidade de usinas a gás natural durante 2007-2011. Posteriormente, em maio, Petrobras e ANEEL assinaram um termo de compromisso baseado neste cronograma de disponibilidade. A principal conseqüência deste termo é permitir o retorno das térmicas a gás à configuração de oferta do sistema, o que ocorreu em junho de 2007. O termo apresenta algumas diretrizes visando garantir que esta oferta de energia não será virtual, tais como: (i) aplicação de multa caso a potência disponibilizada por alguma usina térmica da Petrobras seja inferior ao despacho do ONS devido à falta de combustível; e (ii) realização de testes semestrais que, caso venham a comprovar descumprimento do cronograma, resultarão em cancelamento do Termo de Compromisso e na retirada das térmicas da configuração do ONS.

Entretanto, a Petrobras não deixou claro quais reforços no suprimento de gás lastrearão o cronograma de disponibilidade das térmicas. Segundo o balanço de gás da PSR, ainda não existe oferta suficiente para atender plenamente o Termo de Compromisso até 2009, mesmo considerando os novos reforços de gás anunciados pela Petrobras. Sendo assim, no cenário de expansão de referencia assumimos que todas as usinas que falharam em 2006 estarão disponíveis de acordo com o termo, mas com algumas modificações de acordo com a visão da PSR sobre a disponibilidade de gás para os próximos anos.

No longo prazo (depois de 2012), consideramos que as novas térmicas a gás serão supridas com GNL e não haverá mais restrições de oferta de gás.

A.2.4 Geração mínima das termoelétricas

No sistema elétrico brasileiro, muitas térmicas são livres para declarar seu nível de geração mínima[24]. Na maioria dos casos, este nível está relacionado à existência de cláusulas de *Take or Pay* nos contratos de suprimento de combustível. Neste estudo, o nível de geração mínima das térmicas se baseia nas seguintes premissas:

- Térmicas existentes: consideraram-se os valores do PMO de Maio de 2007.
- Térmicas futuras que iniciam operação após 2012: considerou-se 50% de inflexibilidade para as térmicas que utilizam carvão nacional e 0% para as que utilizam GNL.

A.2.5 Curva de aversão a risco

A resolução 109 homologada pelo GCE em janeiro de 2001 introduziu o conceito de curva de aversão a risco para o despacho e formação de preço no mercado de curto prazo do Sistema Elétrico Brasileiro. Essencialmente, a curva de aversão ao risco (CAR), também denominada curva bianual de segurança, representa a evolução ao longo do período (próximos dois anos) dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas (afluências, intercâmbios inter-regionais, etc) e com toda a geração térmica despachada em sua produção máxima. Os requisitos de armazenamento são obtidos de forma a se garantir níveis mínimos operativos dos reservatórios ao longo do período.

Normalmente a curva de aversão ao risco é considerada para os dois primeiros anos para todas as regiões. Porém, como até o momento não houve atualização da CAR, o PMO de maio está utilizando o segundo ano da CAR calculada para o PMO de 2006 (ano 2007). Neste estudo, a CAR para o ano de 2006 (definida ano passado) foi estendida até 2014, visando capturar o efeito da definição de novas curvas a partir de 2008.

A.2.6 Adequabilidade entre o modelo físico e comercial

Um dos pontos mais importantes na conformação do cenário de expansão da oferta é sua aderência ao modelo comercial do setor elétrico brasileiro.

Como descrito no capítulo 3, segundo a regulação atual todas as distribuidoras devem estar 100% contratadas. Isto significa que o sistema tende a estar equilibrado, sem grandes excessos de oferta. A razão para isso é que qualquer excesso significa que um gerador está no sistema sem contrato, o que não é comum ocorrer[25].

---

[24] Geração mínima é a geração que será despachada independentemente da ordem de mérito e também é conhecida como "inflexibilidade" ou "despacho não-técnico".

[25] Um pequeno excesso pode ser observado, pois a regulação atual permite o *pass-through* para as tarifas de uma sobre-contratação de até 3%. Na opinião do grupo consultor esta sobreoferta tende a não ser significativa.

A.2.7 Interconexões entre subsistemas

Tão importante quanto a construção do cenário de expansão através da adição de oferta de energia é a sinalização incluída no cenário de ampliações nas interconexões entre os submercados. Esta sinalização é obtida ao longo do processo de ajuste do cenário, através da verificação de parâmetros específicos tais como o chamado "benefício marginal de transmissão".

O benefício marginal de transmissão de uma determinada interligação, expresso em $/kW/ano, fornece a redução do custo de operação do sistema quando se amplia a capacidade dessa interligação em 1 kW. Este parâmetro é então comparado ao custo de investimento do circuito e, caso o benefício seja superior ao custo, é justificada uma expansão no tronco em análise.

Desse modo, na construção do Cenário de Expansão algumas ampliações nas interligações foram incorporadas ao sistema, função da avaliação dos benefícios marginais de transmissão.

No horizonte de mais curto prazo estas capacidades de transmissão são definidas de forma coerente com os valores utilizados pelo ONS no seu último Plano Mensal de Operação. No médio-longo prazos, são definidas de acordo com o "benefício marginal de transmissão".

As Figuras A.3 e A.4 apresentam, respectivamente, a configuração geográfica e esquemática dos diversos subsistemas considerados na simulação da operação do sistema.

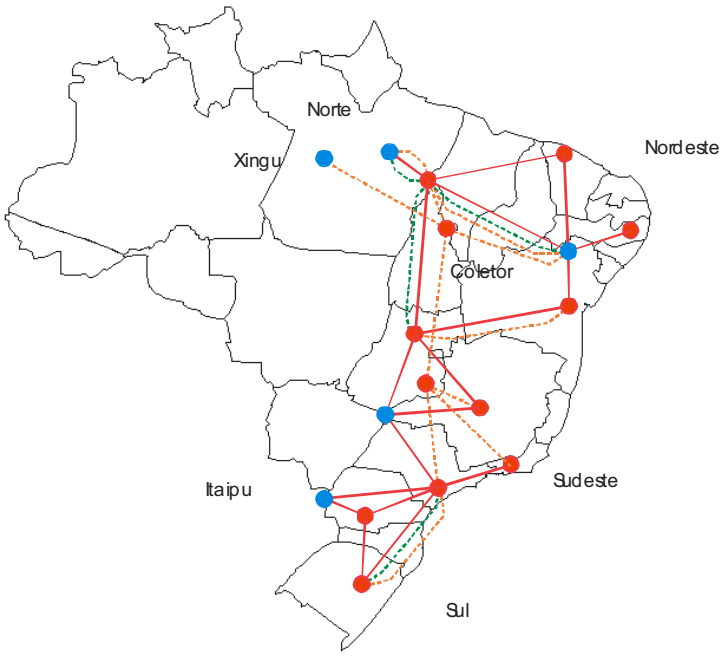


Figura A-3 – Representação do sistema (geográfica – configuração de 2014)

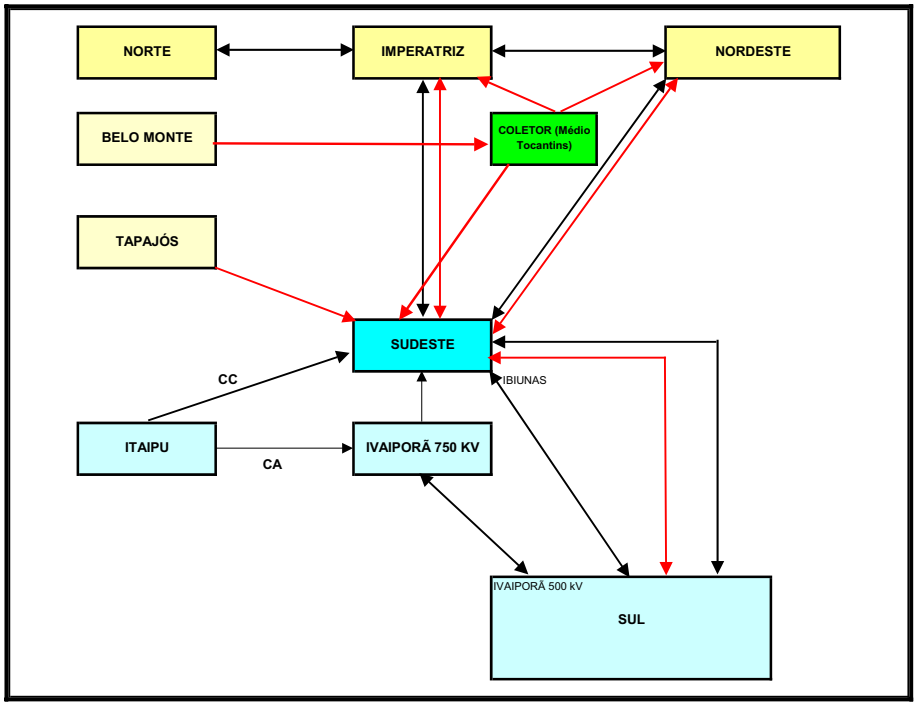


Figura A-3 – Representação do sistema (esquemática)

A Tabela A-8 apresenta a capacidade de interconexão entre os subsistemas em dezembro de cada ano do horizonte do estudo.

Interconexões	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Colinas->Imperatriz	0	0	0	0	0	5000	5000	5000
Colinas->Nordeste	0	0	0	0	0	0	0	0
Colinas->Sudeste	0	0	0	0	0	0	0	0
Itaipu->Ivaiporã	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300
Itaipu->Sudeste	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300
Ivaiporã->Sudeste	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Madeira->Sudeste	0	0	0	0	0	0	2500	5000
Nordeste<-Imperatriz	2950	2950	3750	3750	3750	3750	3750	3750
Nordeste->Imperatriz	1390	1390	1390	1390	1390	1390	3750	3750
Norte<-Imperatriz	1770	2550	2700	2800	2800	2800	4800	4800
Norte->Imperatriz	3740	4400	4400	4800	4500	4500	4800	4800
Sudeste<-Imperatriz	1442	3396	3042	3042	3396	3396	5000	5000
Sudeste->Imperatriz	1700	2600	2600	3200	3200	3200	5000	5000
Sudeste<-Nordeste	63	63	63	63	63	63	63	63
Sudeste->Nordeste	360	320	140	140	140	800	800	800
Sul<-Ivaiporã	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Sul->Ivaiporã	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Sul<-Sudeste	3800	3800	3800	3800	3800	4400	5000	5000
Sul->Sudeste	3120	3120	3120	3120	3120	4400	5000	5000
Xingu->Colinas	0	0	0	0	0	0	0	0
Xingu->Norte	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela A-8- Capacidade de interconexão entre os subsistemas (MW)

A.2.8 Processo de "ajuste" do cenário de expansão

Depois de construído o cenário de oferta, é necessário simular a operação do sistema, com o objetivo de checar se os requisitos de confiabilidade foram preenchidos em termos de resultados operativos e de planejamento. Se a expansão da oferta não satisfaz algum destes requisitos, o cenário será modificado e o processo repetido. A Figura A-5 ilustra o processo de ajuste do cenário. Este esquema também é utilizado pela EPE nos seus estudos de planejamento.

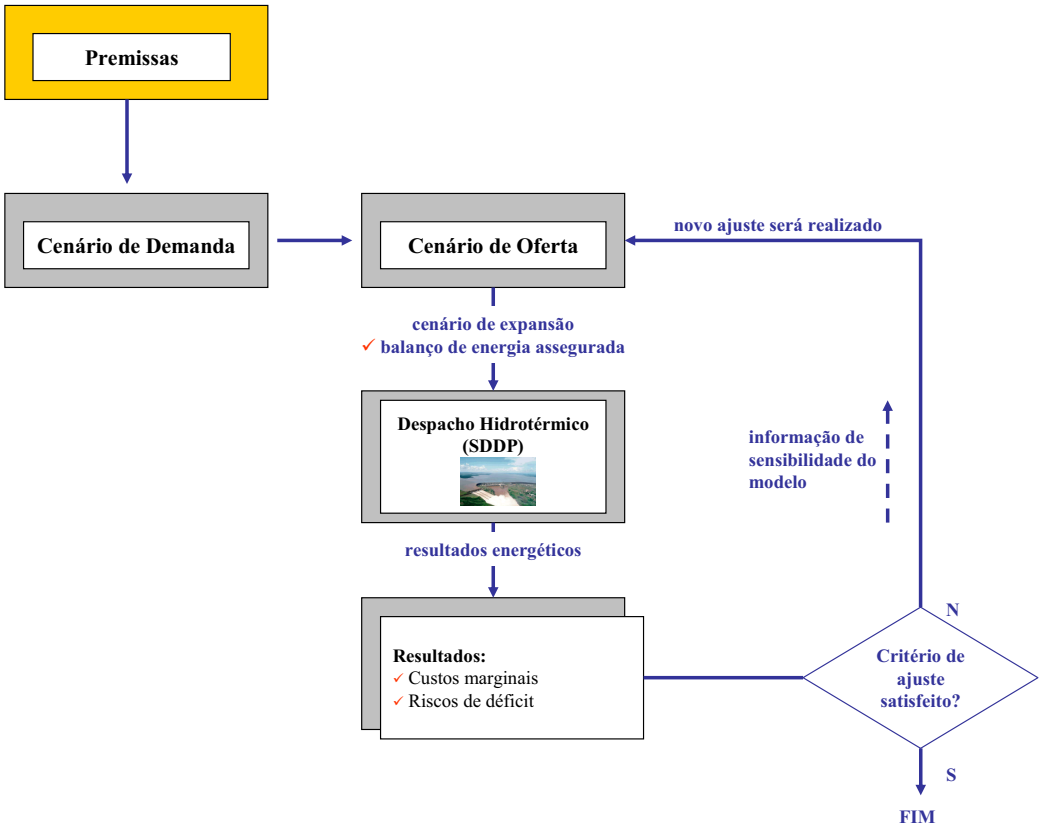


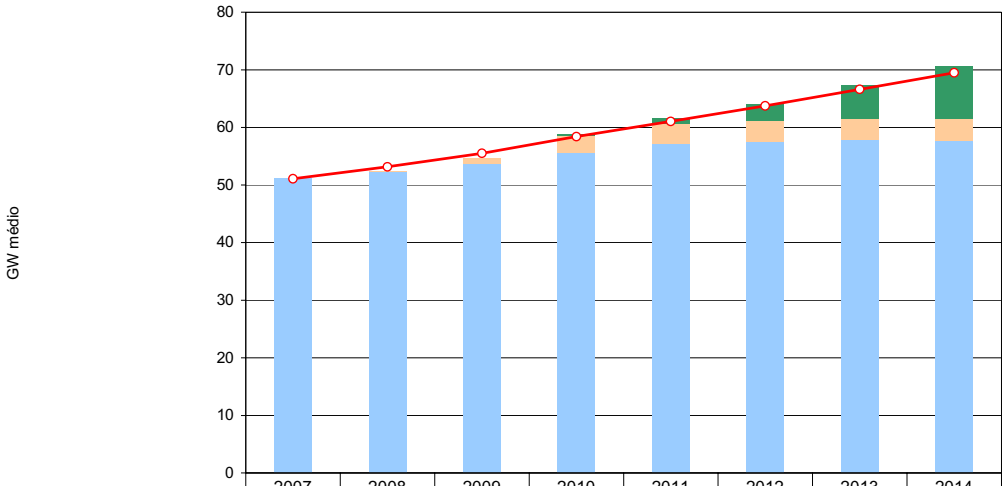
Figura A-5 – Metodologia para o ajuste do cenário

B ANEXO B – PLANO DE EXPANSÃO: RESULTADOS ENERGÉTICOS

Este anexo B apresenta os principais resultados da simulação do Cenário de Expansão de Referência

B.1 Balanço oferta vs demanda

A Figura B-1 mostra o balanço entre oferta (energia firme) e demanda, destacando os projetos *indicativos* necessários para atender a demanda projetada.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativo	0.0	0.0	0.0	0.3	0.9	2.9	5.8	9.1
Leilão de Energia Nova	0.0	0.2	1.0	2.9	3.5	3.7	3.7	3.7
Existente/Em Construção	51.2	52.3	53.6	55.6	57.2	57.5	57.8	57.8
Demanda	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5

Figura B-1 – Balanço entre oferta de energia firme e demanda

B.2 Capacidade instalada adicional

A próxima figura apresenta a evolução da capacidade instalada do Sistema Interconectado Brasileiro e a evolução do mix da energia para o horizonte do estudo.

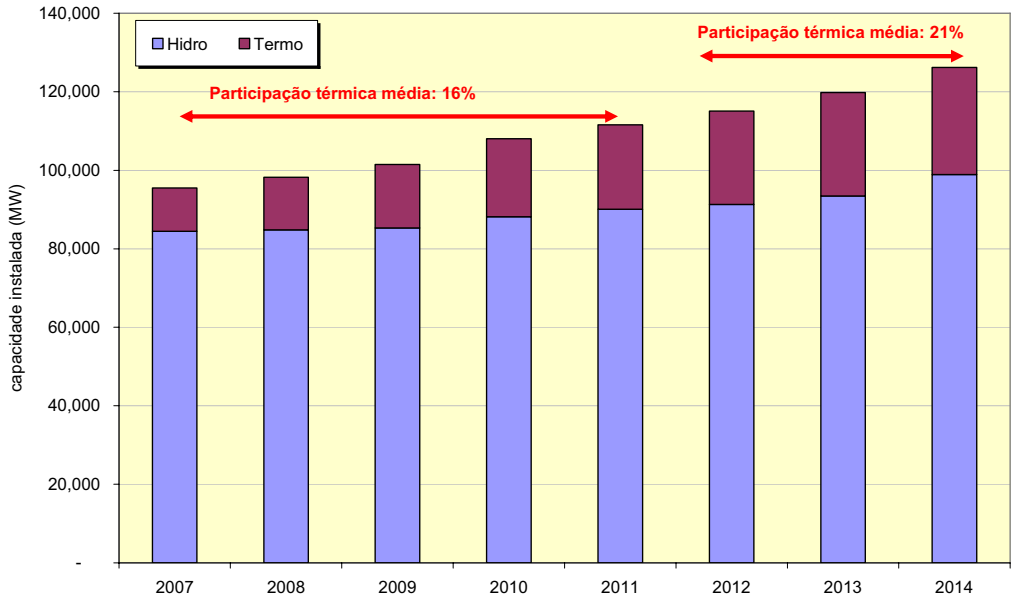


Figura B-2 – Evolução da capacidade instalada do sistema

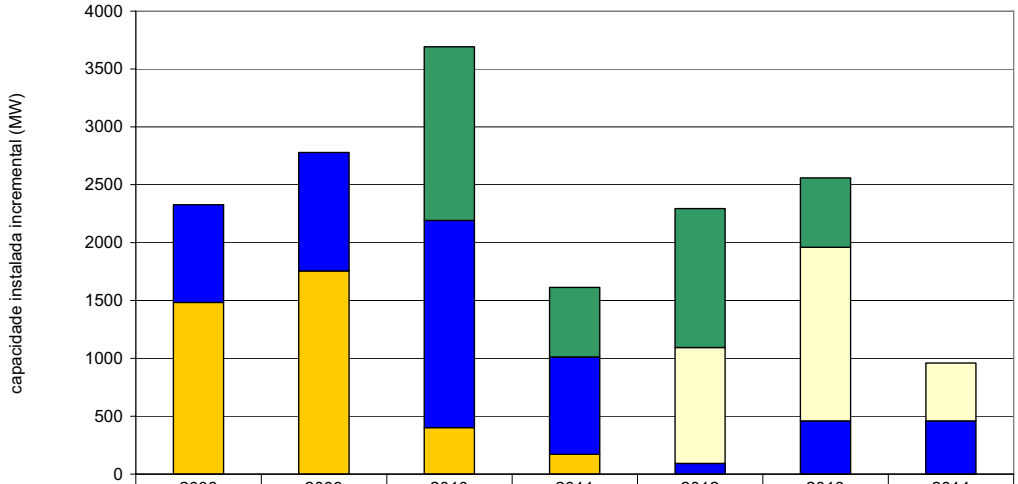
Observa-se que a participação térmica no sistema aumenta dos atuais 16% para cerca de 21% no longo prazo.

A Figura B-3 mostra o incremento de capacidade em cada ano separado por fonte térmica e hidro. Observa-se que a expansão térmica ocorre mais intensamente neste horizonte.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Termo	2,326	2,779	3,692	1,613	2,294	2,560	960
Hidro	349	491	2,866	1,909	1,239	2,180	5,424

Figura B-3 – Capacidade instalada adicional por ano

Finalmente, a Figura B-4 a seguir detalha a expansão térmica entre os projetos de carvão, gás natural, biomassa e outros[26]. A capacidade adicional das térmicas a gás em 2010 se refere ao retorno da disponibilidade de gás natural, ou seja, não corresponde a nova oferta.



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
cogeração	0	0	1500	600	1200	600	0
carvão	0	0	0	0	1000	1500	500
gás	842	1024	1790	843	94	460	460
outros	1484	1756	402	170	0	0	0

Figura B-4 – Capacidade adicional anual de Gás natural/Carvão/Cogeração

B.3 Simulação do sistema, CMO e PLD

A partir dos dados da configuração hidro, térmica e intercâmbio (já apresentados), foi calculada a política operativa estocástica utilizando o modelo computacional SDDP, desenvolvido pela PSR, considerando uma amostra de 200 cenários hidrológicos produzidos sinteticamente por um modelo de geração de séries sintéticas de afluência. Estes cenários têm a mesma probabilidade de ocorrência. As condições iniciais se referem ao início do mês de maio. O procedimento para a simulação é descrito a seguir:

- A política operativa estocástica foi calculada para o período 2007/2014 em estágios mensais, com cinco anos adicionais para evitar o esvaziamento dos reservatórios ao final do período. Foram utilizados estágios mensais, com dois patamares de demanda em cada estágio (ponta e fora da ponta);

- Restrições de transmissão entre os submercados foram representadas por um modelo de fluxo em redes;

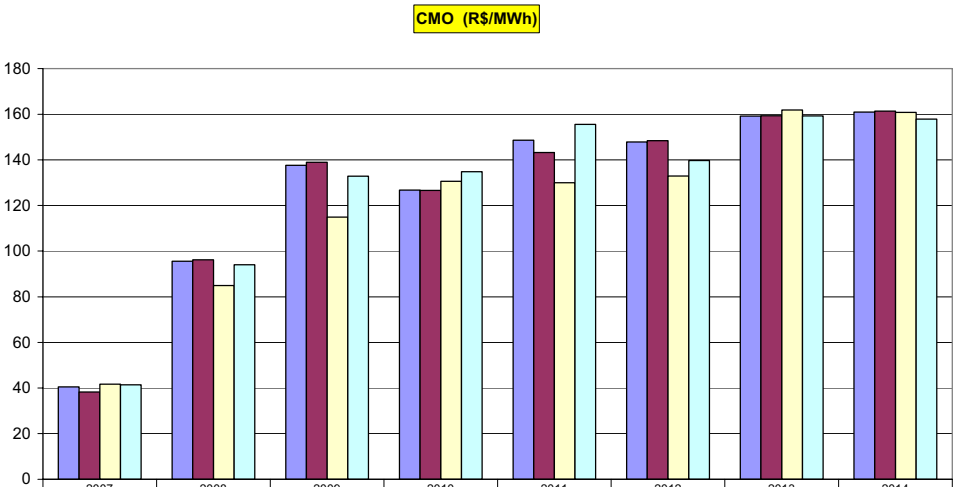
[26] A classificação outros inclui: projetos a óleo diesel e combustível leiloados em 2005 e em 2006 e projetos resultantes do PROINFA.

- Uma vez calculada a política operativa, a operação do sistema foi simulada para um conjunto de duzentos cenários hidrológicos produzidos sinteticamente por um modelo de geração de séries sintéticas de afluência;

- A simulação é feita em moeda constante

O modelo de despacho hidrotérmico com restrições de transmissão SDDP, desenvolvido pela PSR, apresenta um detalhamento físico, operacional e comercial das características do sistema brasileiro e está em conformidade com o modelo utilizado pelo ONS para o despacho das usinas. Em particular, a PSR desenvolveu a metodologia de programação dinâmica dual estocástica usada pelo ONS nos seus modelos de despacho.

A Figura B.5 apresenta a projeção dos custos marginais de operação médios anuais[27] por região.

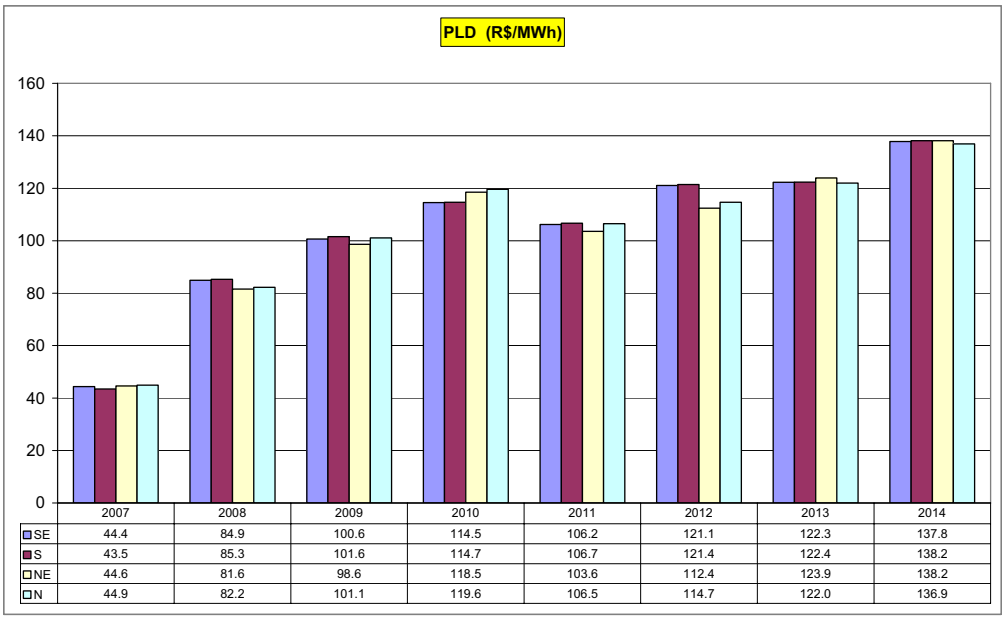


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	40.5	95.6	137.6	126.8	148.6	147.9	159.2	160.9
S	38.2	96.2	139.0	126.7	143.2	148.4	159.4	161.3
NE	41.7	84.9	114.9	130.6	130.0	132.9	161.9	160.8
N	41.4	94.0	132.8	134.8	155.5	139.7	159.3	157.9

Figura B.5 – Custos marginais de operação médios – R$/MWh

A Figura B.6 apresenta a projeção dos preços de liquidação de diferenças (PLD) anuais por região.

[27] Estes valores são obtidos atrave's da simulação da operação do sistema com o modelo SDDP, desenvolvido pela PSR. Os valores apresentados representam a medias anuais de duzentos cenários hidrológicos, doze meses e dois blocos de demanda.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	44.4	84.9	100.6	114.5	106.2	121.1	122.3	137.8
S	43.5	85.3	101.6	114.7	106.7	121.4	122.4	138.2
NE	44.6	81.6	98.6	118.5	103.6	112.4	123.9	138.2
N	44.9	82.2	101.1	119.6	106.5	114.7	122.0	136.9

Figura B.6 – Preço de liquidação de diferenças médios – R$/MWh

Observa-se que os preços esperados apresentam uma elevação até 2010, principalmente devido à redução da energia assegurada e da falta de gás natural. Depois de 2011, os preços atingem o equilíbrio.

Entretanto, é importante ressaltar a natureza probabilística desses preços. Eles correspondem à média de 200 "possíveis" PLDs obtidos de acordo com os diferentes cenários hidrológicos simulados. Entretanto, a distribuição de probabilidade destes preços é muito assimétrica, com preços baixos durante a maior parte dos cenários hidrológicos (correspondendo à condições hidrológicas médias e úmidas), a altos preços em poucos cenários (correspondendo à secas severas).

Por exemplo, a Figura B-7 apresenta a distribuição de probabilidade do valor esperado do preço spot da região Sudeste para o ano 2010. Observa-se que apesar da média ser 115 R$/MWh, 68% dos cenários hidrológicos simulados resultam em PLD menores que a média, em poucos cenários o preço atinge o preço teto.

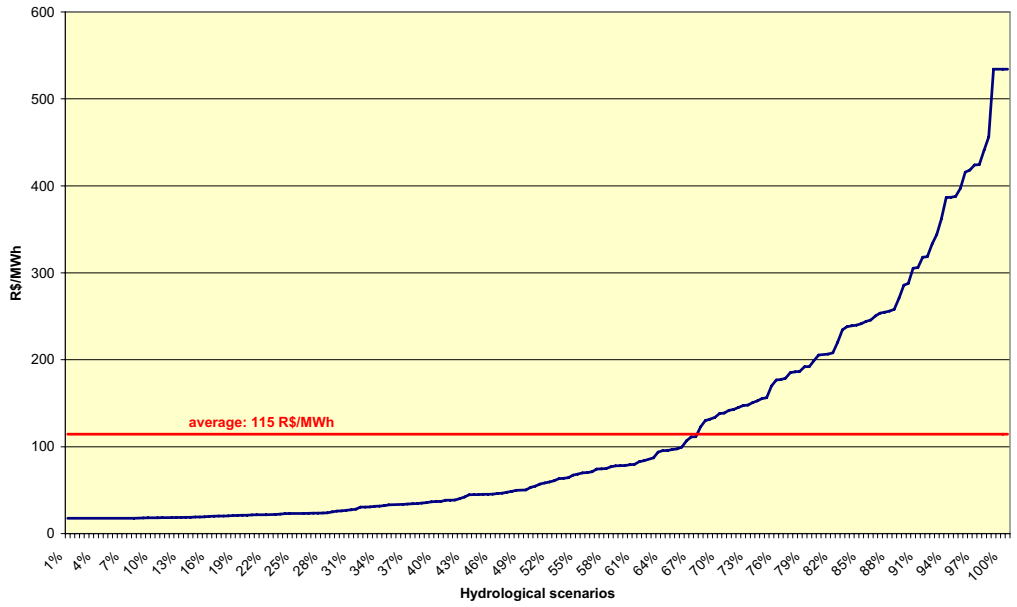


Figura B.7 – Distribuição de probabilidade acumulada do PLD (ano 2010) – R$/MWh

Conforme mencionado no capítulo 3, uma das conseqüências desta volatilidade de preços é o risco a que um gerador *merchant* está sujeito: como os preços baixos são mais freqüentes, a chance deste gerador perder dinheiro é maior. Além disso, qualquer transação no mercado spot pode ser atrativa na média, porém na realidade um negócio arriscado (baixa probabilidade de preços altos).

C ANEXO C – PREÇOS DE ENERGIA NOVA PARA INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO

Este anexo apresenta as principais premissas utilizadas no capítulo 5 para estimar o preço da energia nova no longo prazo no Brasil.

C.1 Tecnologias de Geração Selecionadas

Onze tecnologias de geração foram avaliadas em termos de competitividade econômica:

Tecnologias	Potência Instalada
Hidroelétrica Padrão	300 MW
Pequena Central Hidroelétrica	30 MW
Gás Natural Ciclo Combinado (Gás Boliviano)	300 MW
Gás Natural Ciclo Combinado (GNL)	300 MW
Turbina a Vapor com Carvão Nacional	300 MW
Turbina a Vapor com Carvão Importado	300 MW
Óleo Combustível (grupo gerador de baixa rotação de 5-15 MW)	300 MW
Cogeração à Biomassa de Cana de Açúcar	100 MW

Todas as avaliações consideraram entrega de energia para janeiro de 2010, exceto no caso do projeto hidroelétrico cuja energia é simulada para entrega em janeiro de 2012.

C.2 Cenário de Índices Macroeconômicos

A tabela a seguir apresenta as hipóteses adotadas para os diversos indicadores macroeconômicos adotados para o estudo considerando a expectativa de mercado em maio de 2007 divulgada pelo Banco Central do Brasil. Embora as avaliações sejam feitas em moeda constante de 2007, pode-se verificar que o cenário admite uma desvalorização real do R$ até 2010.

A partir de 2012 o cenário visualiza que o dólar se mantenha constante em relação ao R$, ou seja, admite-se a partir de 2012 uma taxa de crescimento real do câmbio igual à taxa de crescimento do IGPM descontada a taxa da inflação americana (assumida como 2% ao ano).

	2007	2008	2009	2010	2011
IGPM (a.a.)	3.7%	4.0%	4.1%	4.1%	4.0%
IPCA (a.a.)	3.7%	4.1%	4.0%	4.0%	3.8%
TJLP (a.a.)	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Taxa de Câmbio (R$/US$)	2.04	2.11	2.18	2.23	2.26
variação real (a.a.)		3.4%	3.3%	2.3%	1.3%
A partir de 2012 são mantidas as estimativas de 2011 com exceção do câmbio, onde se admite uma taxa de crescimento igual a do IGPM descontada a taxa da inflação americana estimada em 2% ao ano					

Tabela C-1 – Índices macroeconômicos

A avaliação econômico-financeira foi realizada considerando as despesas e investimentos em dólar convertidas em Reais pelo câmbio de 2,20 R$/US$, de modo a tentar capturar o efeito global da desvalorização do Real no preço de energia para entrega em 2010-2012.

C.3 Preços dos Combustíveis

Conforme discutido no Capítulo 3, os contratos de energia permitem que a indexação do preço do combustível do projeto esteja atrelada ao mercado internacional e, portanto, qualquer volatilidade pode ser mensalmente repassada para o consumidor. Esta foi uma importante modificação com relação aos leilões anteriores, onde a volatilidade do preço de combustível era alocada ao vendedor de energia e o contrato era reajustado apenas pela inflação.

C.3.1 Gás Natural

Como referência adotou-se um preço total de 6.5 US$/MMBU com o seguinte desmembramento:

- Preço da Commodity: 4 US$/MMBTU
- Preço do Transporte: 2 US$/MMBTU
- Margem da Distribuidora: 0.5 US$/MMBTU

Além disso, a experiência tem mostrado que a cláusula de "Take or Pay" nos contratos de gás natural deve permanecer ainda no patamar de 70%. O *heat hate* considerado é de 7.55 MMBTU/MWh (PCS).

C.3.2 GNL

Os preços elevados do gás natural (GN) conjugados com as cláusulas de Take or Pay tendem a reduzir significativamente a atratividade econômica das usinas termoelétricas ciclo combinado a gás natural.

Nesse panorama, torna-se competitiva a alternativa do GNL que, embora tenha preços mais elevados e mesmo mais voláteis, apresenta como grande vantagem a flexibilidade operativa.

Os contratos de GNL apresentam normalmente uma série de cláusulas que ampliam a volatilidade de preços (Indicador de preços Henry Hub, número e porte de navios metaneiros, antecedência de contratação, etc). Por simplificação será considerado um preço final de aquisição do gás em moeda constante igual a 10 US$/MMBTU[28] totalmente flexível.

C.3.3 Carvão Mineral Nacional

O preço do carvão mineral nacional para fins termoelétricos é resultado de acordos específicos voltados para o Setor Elétrico. Os preços atualmente vigentes se encontram na faixa dos 35 R$/tonelada a 40 R$/tonelada para o carvão da jazida de Candiota.

Entende-se que, ao se projetar um empreendimento novo, os acordos que venham a ser firmados entre agentes privados podem conduzir a níveis de preço da ordem de 30 R$/tonelada.

Considerando para o carvão de Candiota um consumo específico de 1 tonelada/MWh, chega-se ao custo variável (parcela de combustível) associado ao carvão mineral nacional no valor de 30 R$/MWh.

C.3.4 Carvão Mineral Importado

O histórico mais recente em termos internacionais tem mostrado um preço do carvão mineral para geração termoelétrica na faixa dos 50 US$/ton (CIF). O recente aumento no preço do petróleo dos últimos dois anos fez com que este preço se situe na faixa dos 80 US$/t no mercado internacional.

Considerando todos esses fatores, para a análise da competitividade desta tecnologia será utilizado um valor de 80 US$/tonelada (CIF) e um consumo específico de 0.4 toneladas/MWh, o que implica em algo como 30 US$/MWh.

C.3.5 Óleo Combustível e Óleo Diesel

A eficiência típica das térmicas a óleo combustível e a óleo diesel é, respectivamente, 210 kg/MWh e 250 l/MWh.

Estes combustíveis são vendidos internamente pela BR Distribuidora, uma empresa distribuidora de combustíveis pertencente à Petrobras. Os preços são estabelecidos entre as partes durante a negociação. O preço de combustível considerado neste estudo é de 1.1 R$/kg (considerando 60 US$/barril); e é um resultado de cotações recentes de Janeiro de 2007.

---

[28] Inclui 0.7 US$/MMBTU (custom de regaseificação) + 0.5 US$/MMBTU (metaneiro)

É importante enfatizar que as regras de participação no leilão de energia nova não permitem custos variáveis superiores à metade do PLD (534,3 R$/MWh). Isto reduz o espaço para participação das térmicas a óleo diesel e, por esta razão, o preço de energia desses empreendimentos não foi estimado.

C.4 Custos de Investimento

A tabela a seguir apresenta os custos de instalação de cada tecnologia de geração, expressos em US$/kW e em R$/kW.

Tecnologia de geração	Custo de instalação (US$/kW)	Custo de instalação (R$/kW)
Hidroelétrica Padrão	1273	2800
Pequena Central Hidroelétrica	1818	4000
Gás Natural Ciclo Combinado	720	1584
Cogeração à Biomassa de Cana de Açúcar	1363	3000
Turbina a Vapor com Carvão Nacional	1650	3630
Turbina a Vapor com Carvão Importado	1400	3080
Cogeração à Biomassa de Cana de Açúcar (retrofit)	1818	4000
Óleo Combustível	850	1870

Tabela C-2 – Custo de instalação

O tratamento da bioeletricidade obedece aos seguintes critérios:

- A potência instalada se refere ao valor disponibilizado para venda dos excedentes de energia, descontando as indisponibilidades e consumo interno;
- As avaliações financeiras consideram um despacho na safra (maio a novembro) igual a 85% da potência instalada disponibilizada;
- A margem de 85% de produção de energia no período de safra serve para prever principalmente dificuldades de combustível em função das chuvas.

C.5 Outros aspectos (complementares)

C.5.1 Custos de Operação e Manutenção

A Tabela C-3 a seguir apresenta os valores adotados para os custos fixos e variáveis, para cada tecnologia de geração.

Tecnologia de geração	O&M Fixo (R$/kW)	O&M Variável (R$/kW)
Hidroelétrica Padrão	12	2
Pequena Central Hidroelétrica	12	2
Turbina a Vapor com Carvão Nacional	60	10
Turbina a Vapor com Carvão Importado	50	10
Óleo Combustível	50	7
Gás Natural Ciclo Combinado	50	5
Cogeração à Biomassa de Cana de Açúcar	50	-

Tabela C-3 – Custos de O&M

C.5.2 Tarifa do Uso do Sistema de Tranmissão (TUST)

A partir de estudos realizados pela PSR na avaliação do planejamento da expansão do sistema de transmissão no Brasil, obteve-se uma evolução da TUST média para os geradores que resulta em um valor médio de 45 R$/kW/ano.

C.5.3 Perdas na Rede Básica

Todas as gerações e cargas em cada submercado são ajustadas por um fator de carga definido previamente a contabilização semanal do CCEE. É como se o balanço entre oferta e demanda fosse realizado no centro de gravidade. O fator de perda depende da localização do agente, das características da rede (topologia, resistência e reatância) e do nível de tensão e é supostamente calculado *ex post* para cada hora através de um modelo de fluxo de potência. Até o momento, um cálculo simplificado vem sendo aplicado.

Neste estudo, como critério geral adotou-se um nível de perdas na rede básica de 3%. Esse valor é um pouco conservador já que os valores atuais divulgados no site do CCEE rondam o valor de 2,5%.

C.5.4 Indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP)

A Tabela a seguir apresenta os valores adotados para as tecnologias de geração termoelétrica.

Tecnologia de geração	FCMAX (%)[1]
Gás Natural Ciclo Combinado (Gás Boliviano)	92%
Gás Natural Ciclo Combinado (GNL)	92%
Turbina a Vapor com Carvão Nacional	86%
Turbina a Vapor com Carvão Importado	90%
Óleo Combustível	90%
Cogeração à Biomassa de Cana de Açúcar	85%
[1] Corresponde a (1-TEIF)*(1-IP)	

Tabela C-4 – TEIF e IP

C.5.5 Tipos de Contratos

Há atualmente dois diferentes tipos de contratos de venda de energia nos leilões regulados:

- Contrato por Quantidade: contrato financeiro padrão de energia, onde os geradores compram/vendem energia no mercado de curto prazo (CCEE) as diferenças entre a energia produzida e a energia contratada, de tal forma que o comprador não assume o risco de preços em caso do consumo ser igual ao montante contratado;

- Contrato por Disponibilidade: corresponde a um contrato do tipo *call option*, onde as distribuidoras de energia pagam aos geradores um montante fixo pela disponibilidade de sua energia firme[29] (prêmio de opção) mais um custo variável pela produção (preço *strike*) – basicamente custos de combustíveis de um gerador térmico contratado – sempre que sejam despachados.

MME têm definido nos editais de leilões contratos por quantidade para usinas hidroelétricas e contratos por disponibilidade para usinas termoelétricas. Os preços de energia apresentados neste relatório se referem ao preço de contrato, ou seja: nós estimamos o preço dos contratos "por quantidade" para hidroelétricas e o preço equivalente ao contrato "por quantidade" para térmica. Neste último caso estimou-se o Índice Custo-Benefício (ICB[30]) para cada projeto.

---

[29] A energia firme, ou garantia física, é a demanda que pode ser atendida por uma hidroelétrica ou termoelétrica de maneira sustentável, ou seja, mesmo que uma seca ocorra.

[30] O ICB é utilizado para comparar o preço das tecnologias com diferentes custos fixos e variáveis no leilão de energia nova.

C.5.6 Lastro, COP e CEC

Para a determinação do preço de energia dos geradores térmicos é utilizado o conceito Índice de Custo Benefício (ICB) em conformidade com os critérios adotados pela EPE e o MME, levando em conta uma expectativa dos custos de operação (COP) e dos custos de transação na CCEE (CEC). Além disso, a garantia física dos projetos é estimada considerando a metodologia de cálculo do MME divulgada pela Portaria 303/2004.

C.5.7 Encargos e tributos para todas as tecnologias

O seguinte conjunto de encargos e tributos é usualmente considerado para todas as tecnologias de geração:

Imposto	Taxa
PIS/COFINS	9.25% sobre receita bruta com direito à dedução
CPMF	0.38% sobre a receita bruta
IR	34.00%
Imposto sobre Juros sobre Capital Próprio	15.00%
P&D	1.00% sobre a receita operacional líquida
TFSEE	0.50% sobre a capacidade instalada x 289.22 R$/KW-ano
Taxa ONS	0.07 R$/MWh
Taxa CCEE	0.41 R$/KW-ano
TUST	3.75 R$/KW-mês

C.5.8 Financiamentos Adotados

Os financiamentos adotados para as diversas opções de geração foram baseados nas regras divulgadas pelo BNDES dentro do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). A Tabela a seguir apresenta os principais parâmetros de cada uma das linhas de operação.

Principais parâmetros de financiamento do BNDES (condições do PAC)

Tipo de Empreendimento	*Spread* Básico	*Spread* de Risco	Prazo máximo de amortização	*Equity* mínimo	Financiamento (itens financiáveis)	DSCR
Hidro < 1000MW	1,0%	0.8% - 1.8%	16 anos	30% (*)	85%	1,2
1000 MW ≤ Hidro < 2000 MW	1,0%	0.8% - 1.8%	20 anos	30% (*)	85%	1,2
Hidro ≥ 2000 MW	0,5%	0.8% - 1.8%	20 anos	30% (*)	85%	1,2
Térmicas	1,0%	0.8% - 1.8%	14 anos	30%	80%	1,3
Biomassa (caldeiras < 60bar)	1,0%	0.8% - 1.8%	14 anos	30%	80%	1,3
Biomassa (caldeiras ≥ 60bar)	1,0%	0.8% - 1.8%	14 anos	30%	90%	1,3

(*) Para projetos na modalidade *project finance* o mínimo é de 25%.

Tabela C-5 – Condições de financiamento do PAC

Para fins de avaliação, foram consideradas as seguintes condições de financiamento conforme tabela a seguir.

	Capital Próprio	Amortização	Taxa de Juros
Hidro e PCH	30%	16 anos	100% TJLP + 2.8% de Spread
Biomassa	10%	14 anos	100% TJLP + 2.8% de Spread
Térmicas	30%	12 anos	50% TJLP + 50% Cesta de Moedas + 2.8% de Spread
Carência de 6 meses e desembolso na modalidade Paripassu.			

Tabela C-6 – Condições de financiamento utilizadas

C.6 Portfolio da MPX: análise de sensibilidade

Esta seção apresenta o preço da energia dos projetos da MPX considerando algumas sensibilidades com relação à taxa interna de retorno (13%, 15% e 17%), preço de combustível e geração mínima.

C.6.1 Gas natural

As figuras abaixo mostram como o preço da energia da térmica Pantanal BR aumenta com o incremento do nível de inflexibilidade. Foram considerados três custos de combustível (5,0, 6,5 e 8,0 US$/MMBTU) e três valores de TIR (13%, 15% e 17%).

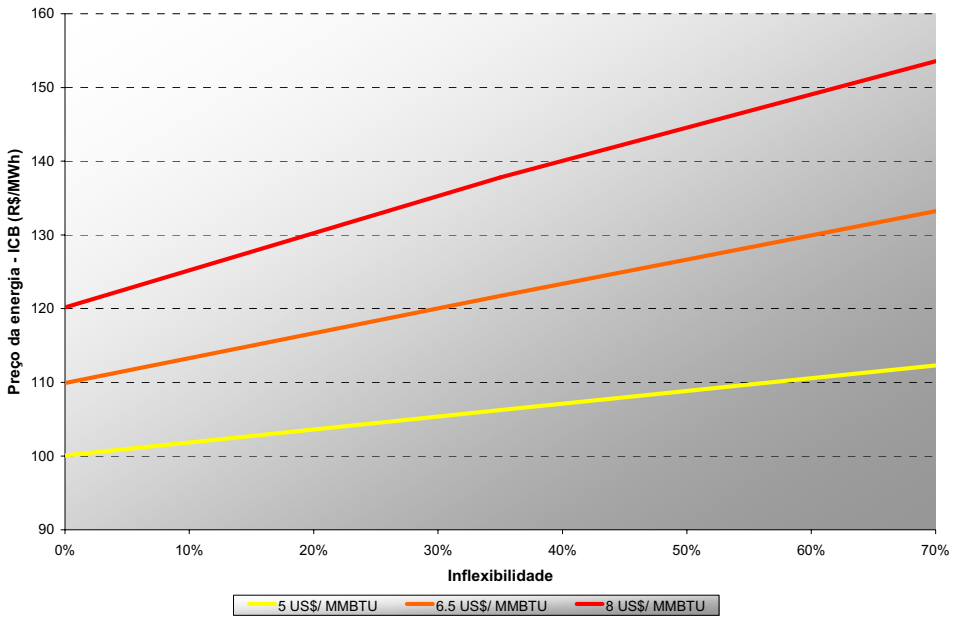


Figura C-1 – Térmica Pantanal BR: TIR 13%

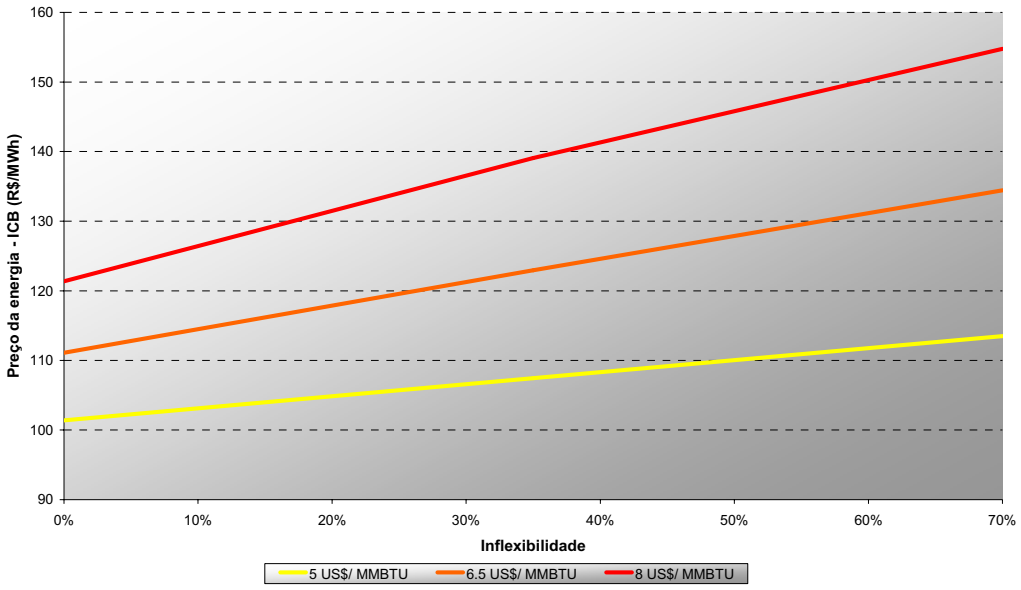


Figura C-2 – Térmica Pantanal BR: TIR 15%

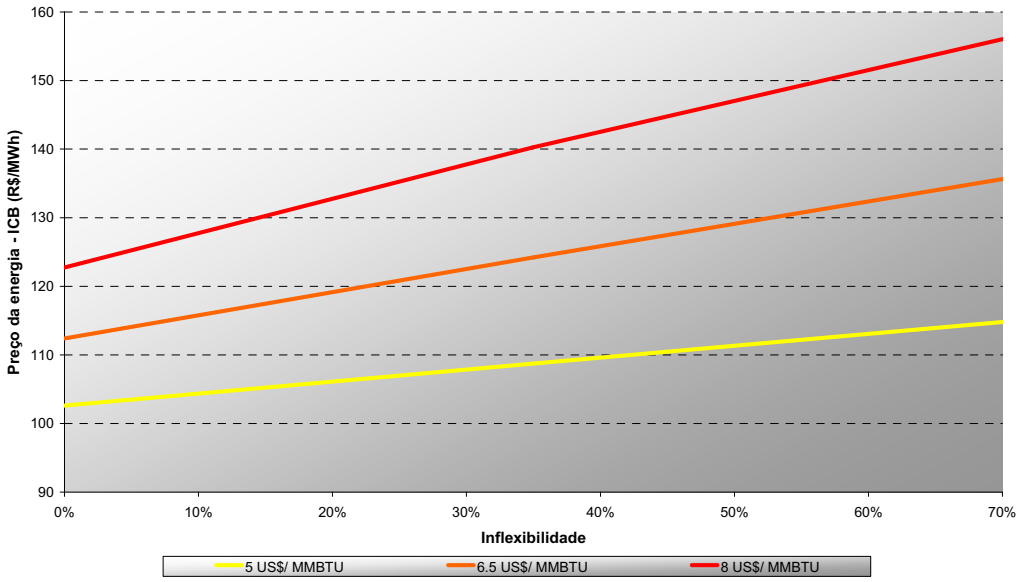


Figura C-3 – Térmica Pantanal BR: TIR 17%

C.6.2 PCH

A Figura abaixo mostra o preço da energia para a PCH Capivara para um conjunto de valores de IRR.

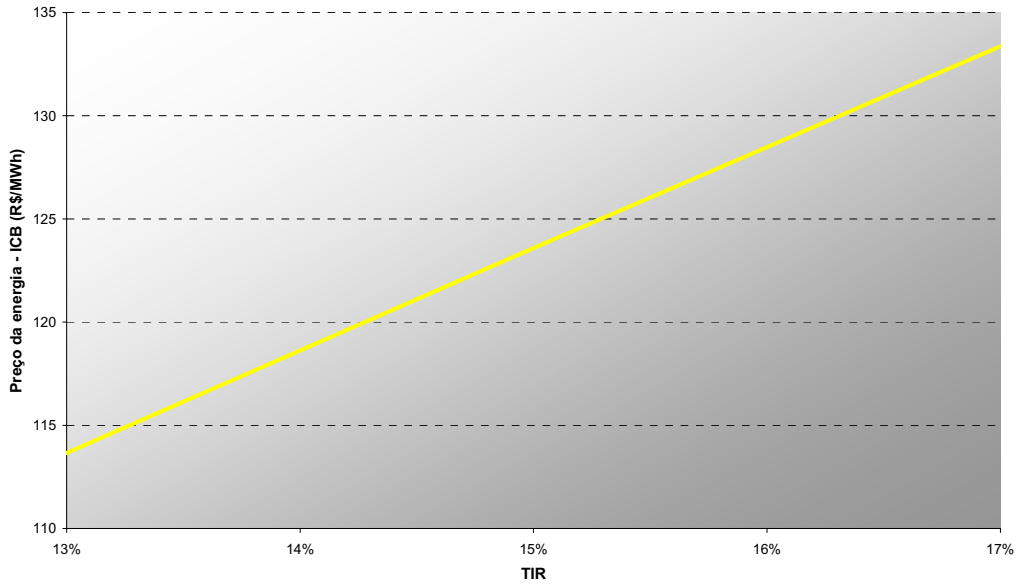


Figura C- 4 – PCH Capivara

C.6.3 Hidroelétrica

A Figura abaixo apresenta o preço de energia para a UHE Baixo Iguaçú para um conjunto de valores de TIR.

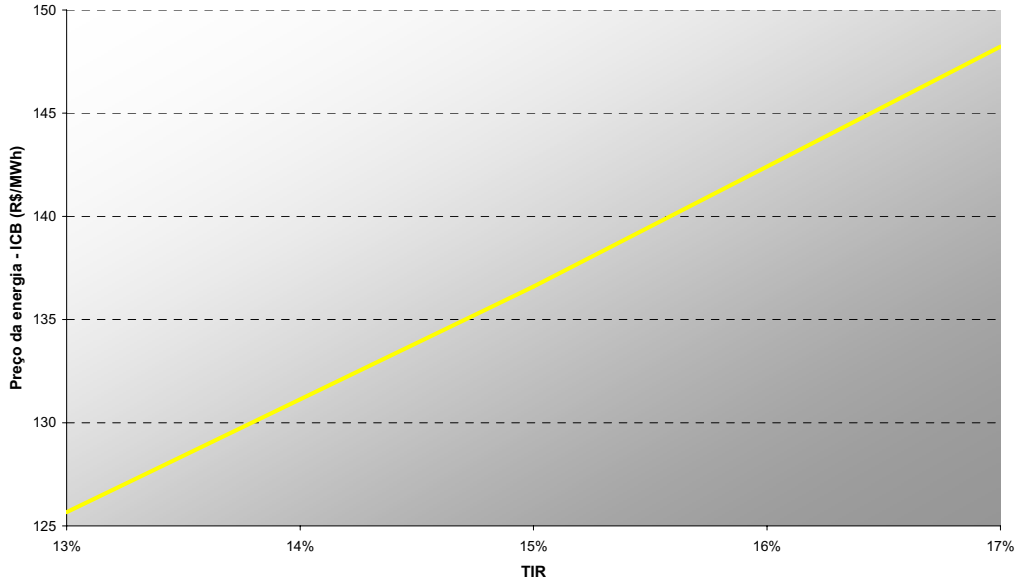


Figura C- 5 – UHE Baixo Iguaçu

C.6.4 Carvão nacional

A Figura abaixo mostra a relação entre o preço da energia e o nível de geração mínima para a térmica Seival para três valores de TIR (13%, 15% e 17%).

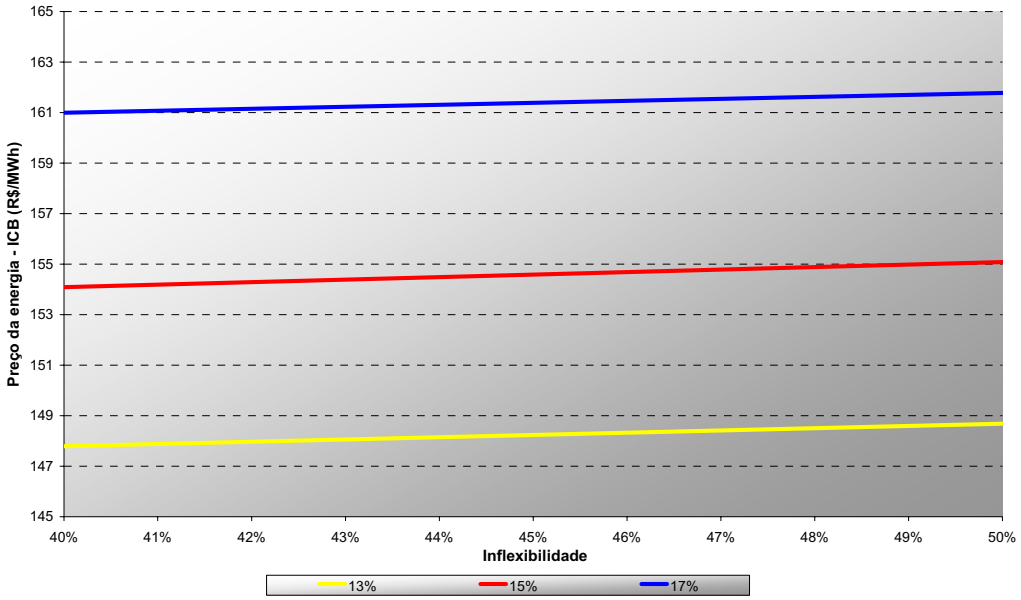


Figura C- 6 – Seival

D ANEXO D – PLANO DE EXPANSÃO: CENÁRIOS ALTERNATIVOS

Este anexo D apresenta os principais resultados dos cinco cenários de expansão alternativos.

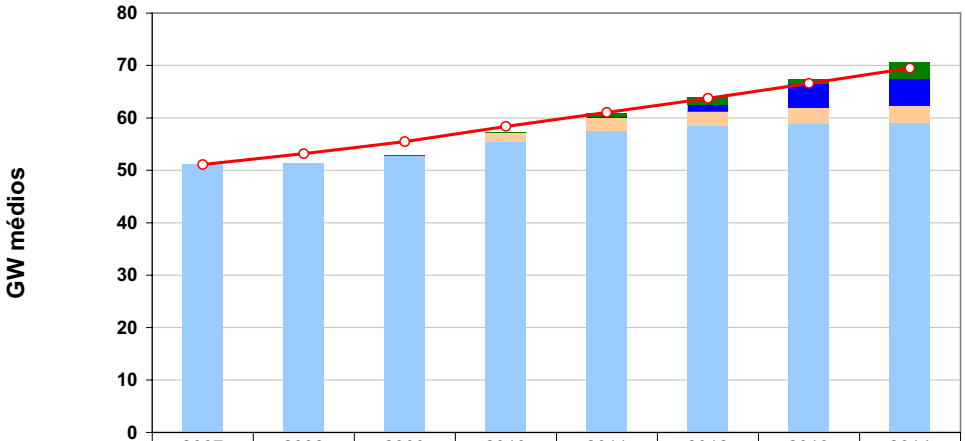
D.1 Descrição dos cenários

Os seguintes cenários foram analisados:

- **Alternativo 1**: baseado no *Cenário de Expansão de Referência*, considera dois anos de atraso no cronograma do Termo de Compromisso da Petrobras.
- **Alternativo 2**: baseado no *Cenário de Expansão de Referência*, considera (i) uma indisponibilidade de 70% para as usinas térmicas a óleo do leilão A-3 de 2007; e (ii) uma indisponibilidade de 30% para as térmicas a óleo dos demais leilões.
- **Alternativo 3**: baseado no cenário *Alternativo 2*, considera dois anos de atraso no cronograma do Termo de Compromisso da Petrobras.
- **Alternativo 4**: baseado no cenário *Alternativo 2*, considera a projeção de demanda da Trajetória Alta do Plano Decenal de Energia preparado pela EPE.
- **Alternativo 5**: baseado no cenário *Alternativo 2*, considera a projeção de demanda da Trajetória Baixa do Plano Decenal de Energia preparado pela EPE.

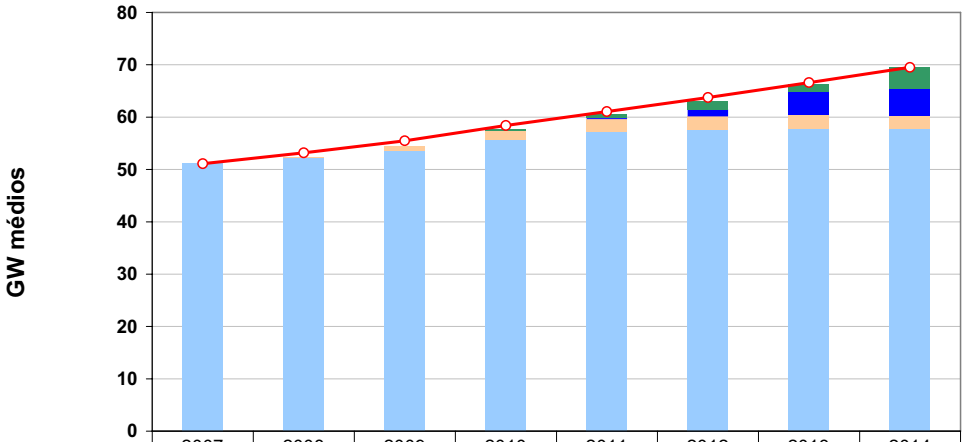
D.2 Balanço entre oferta de energia firme e demanda

As Figuras abaixo mostram o balanço entre oferta de energia firme e demanda para os cenários alternativos.



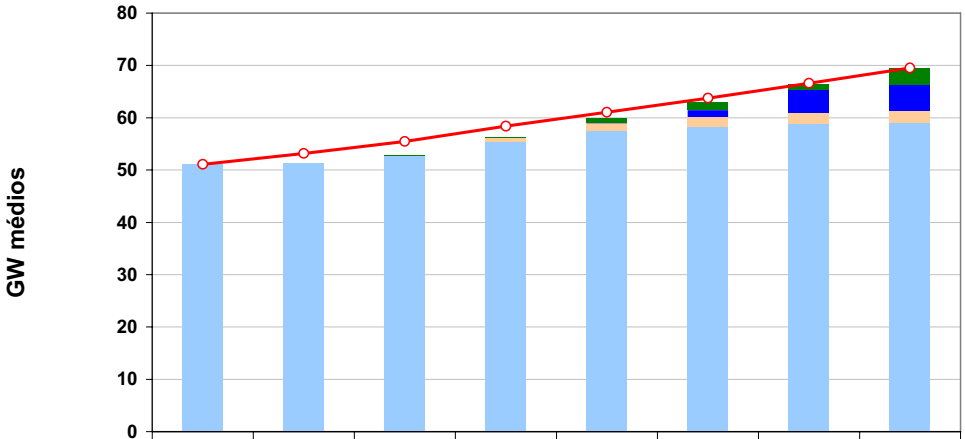
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativa	0.0	0.0	0.1	0.1	0.8	1.4	1.0	3.1
Portfolio da MPX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.3	4.4	5.0
Leilão de Energia Nova	0.0	0.0	0.0	1.6	2.3	2.7	3.0	3.3
Existente/Em Construção	51.2	51.4	52.8	55.5	57.6	58.5	58.9	59.2
Dem	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5
Oferta-Dem	0.1	-1.8	-2.5	-1.2	-0.1	0.2	0.7	1.1
%Dem	0.3%	-3.3%	-4.5%	-2.1%	-0.1%	0.3%	1.1%	1.5%

Figura D-1 – Balanço oferta vs demanda: Cenário Alternativo 1



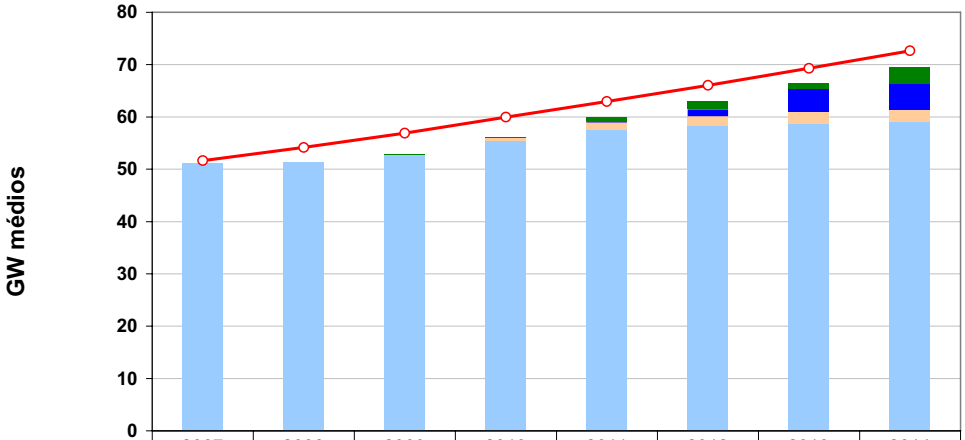
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativa	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	1.6	1.5	4.2
Portfolio da MPX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.3	4.4	5.0
Leilão de Energia Nova	0.0	0.2	0.8	1.9	2.5	2.6	2.6	2.6
Existente/Em Construção	51.2	52.3	53.6	55.6	57.2	57.5	57.8	57.8
Dem	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5
Oferta-Dem	0.1	-0.7	-1.0	-0.6	-0.5	-0.7	-0.3	0.0
%Dem	0.3%	-1.4%	-1.9%	-1.1%	-0.8%	-1.0%	-0.4%	0.1%

Figura D-2 – Balanço oferta vs demanda: Cenário Alternativo 2



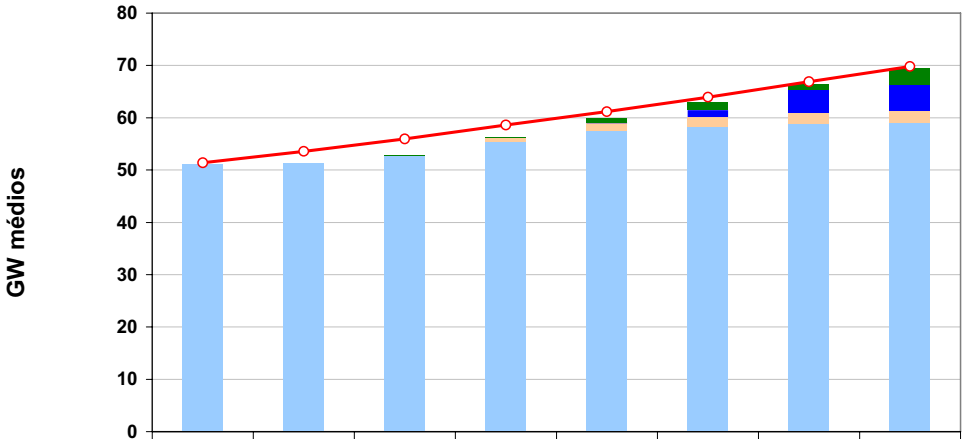
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativa	0.0	0.0	0.1	0.1	0.8	1.5	1.0	3.1
Portfolio da MPX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.3	4.4	5.0
Leilão de Energia Nova	0.0	0.0	0.0	0.7	1.4	1.8	2.1	2.4
Existente/Em Construção	51.2	51.4	52.7	55.4	57.5	58.4	58.8	59.0
Dem	51.1	53.2	55.5	58.4	61.0	63.7	66.6	69.5
Oferta-Dem	0.1	-1.8	-2.6	-2.2	-1.1	-0.8	-0.3	0.0
%Dem	0.3%	-3.3%	-4.8%	-3.8%	-1.8%	-1.3%	-0.4%	0.1%

Figura D-3 – Balanço oferta vs demanda: Cenário Alternativo 3



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativa	0.0	0.0	0.1	0.1	0.8	1.5	1.0	3.1
Portfolio da MPX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.3	4.4	5.0
Leilão de Energia Nova	0.0	0.0	0.0	0.7	1.4	1.8	2.1	2.4
Existente/Em Construção	51.2	51.4	52.7	55.4	57.5	58.4	58.8	59.0
Dem	51.6	54.2	56.9	59.9	62.9	66.0	69.3	72.6
Oferta-Dem	-0.4	-2.8	-4.0	-3.8	-3.0	-3.1	-3.0	-3.1
%Dem	-0.8%	-5.1%	-7.1%	-6.3%	-4.7%	-4.7%	-4.3%	-4.3%

Figura D-4 – Balanço oferta vs demanda: Cenário Alternativo 4

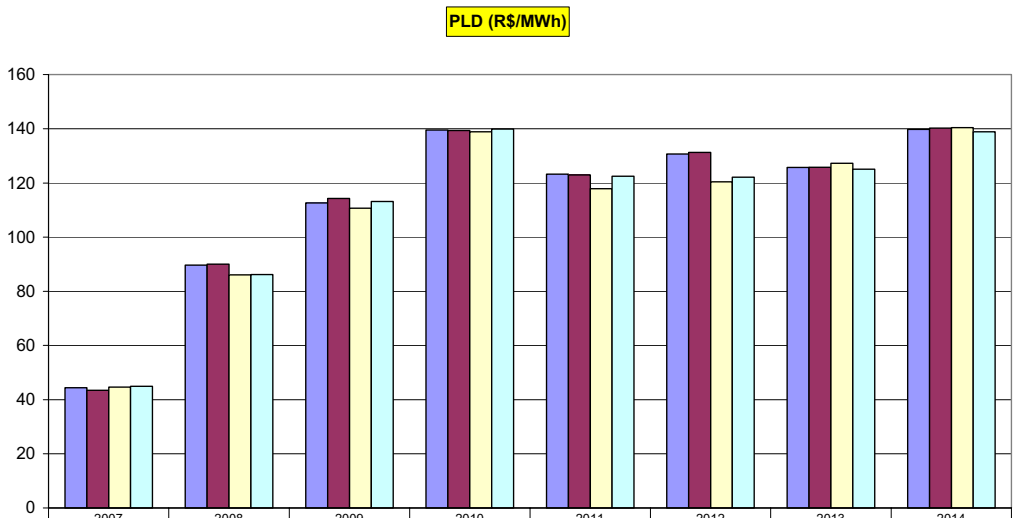


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicativa	0.0	0.0	0.1	0.1	0.8	1.5	1.0	3.1
Portfolio da MPX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.3	4.4	5.0
Leilão de Energia Nova	0.0	0.0	0.0	0.7	1.4	1.8	2.1	2.4
Existente/Em Construção	51.2	51.4	52.7	55.4	57.5	58.4	58.8	59.0
Dem	51.4	53.6	55.9	58.6	61.2	63.9	66.9	69.8
Oferta-Dem	-0.2	-2.2	-3.1	-2.4	-1.2	-1.0	-0.5	-0.3
%Dem	-0.3%	-4.1%	-5.6%	-4.1%	-2.0%	-1.6%	-0.8%	-0.4%

Figura D-5 – Balanço oferta vs demanda: Cenário Alternativo 5

D.3 Preço de liquidação de diferenças (PLD)

As Figuras abaixo apresentam os PLDs médios anuais para cada região e para cada cenário alternativo.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	44.4	89.7	112.7	139.5	123.2	130.7	125.7	139.7
S	43.5	90.0	114.3	139.4	123.0	131.3	125.8	140.2
NE	44.6	86.1	110.7	138.9	117.9	120.4	127.2	140.4
N	44.9	86.2	113.1	139.9	122.5	122.1	125.1	138.9

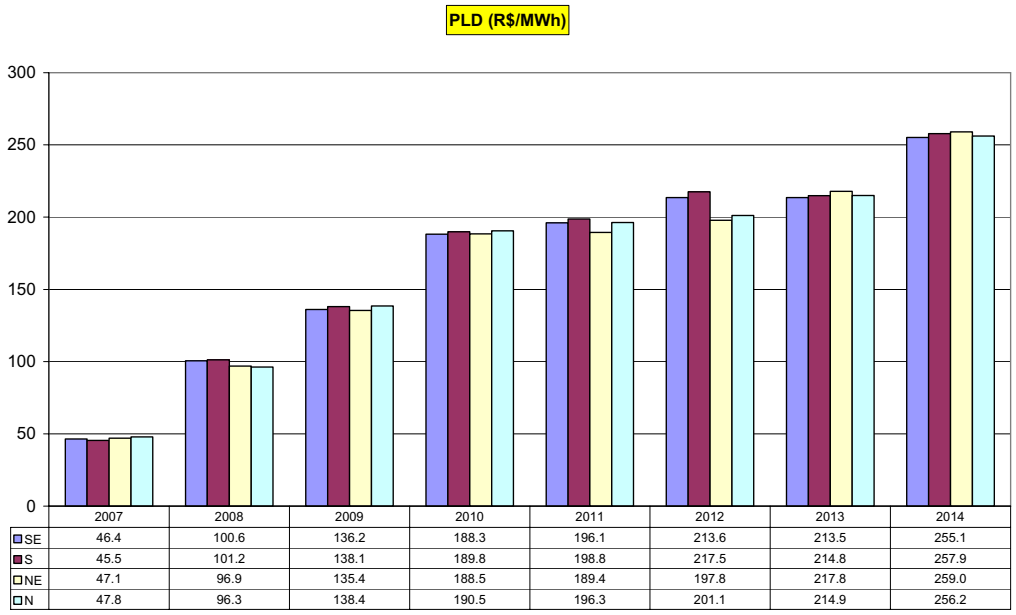
Figura D-6 – PLD no CCEE médio anual – R$/MWh: Cenário Alternativo 1

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	44.4	84.9	100.8	123.2	125.1	144.9	142.5	162.6
S	43.5	85.3	101.7	123.5	125.4	145.1	142.7	162.7
NE	44.6	81.6	98.8	126.9	120.4	132.8	143.8	163.3
N	44.9	82.2	101.2	128.1	126.1	135.4	142.0	161.6

Figura D-7 – PLD no CCEE médio anual – R$/MWh: Cenário Alternativo 2

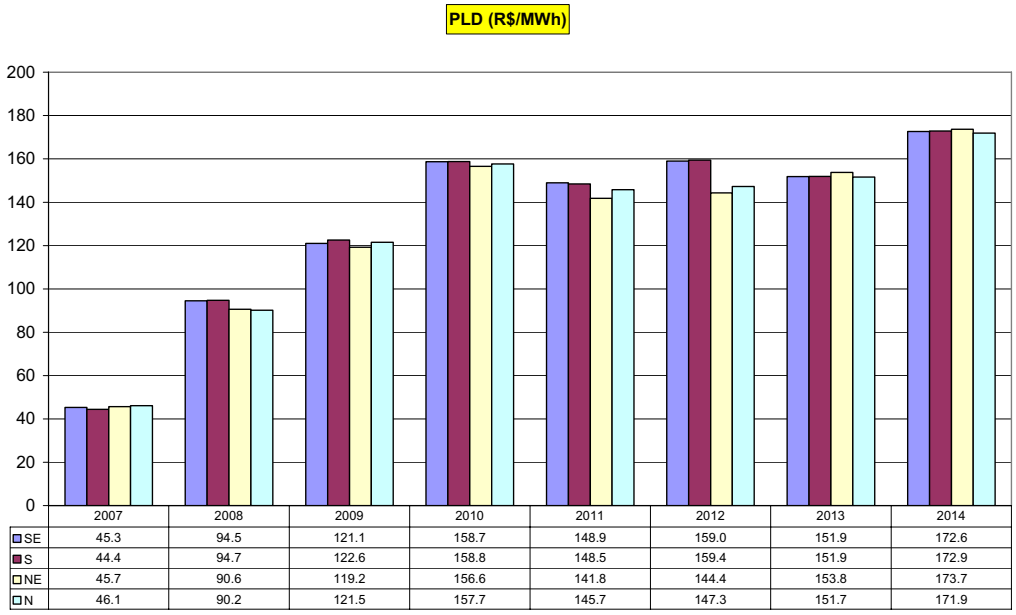
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	44.4	89.7	112.7	149.3	142.7	154.1	146.3	165.0
S	43.5	90.0	114.3	149.2	142.0	154.5	146.4	165.1
NE	44.6	86.1	110.7	147.6	135.6	139.7	147.5	166.0
N	44.9	86.2	113.1	148.8	141.0	142.5	145.6	164.1

Figura D-8 – PLD no CCEE médio anual – R$/MWh: Cenário Alternativo 3



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	46.4	100.6	136.2	188.3	196.1	213.6	213.5	255.1
S	45.5	101.2	138.1	189.8	198.8	217.5	214.8	257.9
NE	47.1	96.9	135.4	188.5	189.4	197.8	217.8	259.0
N	47.8	96.3	138.4	190.5	196.3	201.1	214.9	256.2

Figura D-9 – PLD no CCEE médio anual – R$/MWh: Cenário Alternativo 4

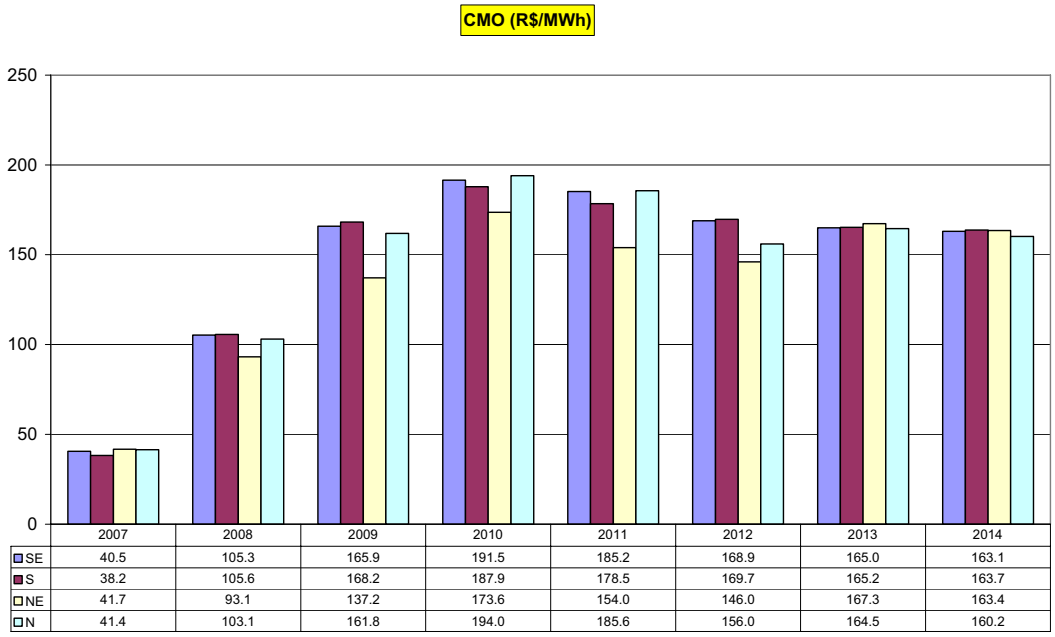


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	45.3	94.5	121.1	158.7	148.9	159.0	151.9	172.6
S	44.4	94.7	122.6	158.8	148.5	159.4	151.9	172.9
NE	45.7	90.6	119.2	156.6	141.8	144.4	153.8	173.7
N	46.1	90.2	121.5	157.7	145.7	147.3	151.7	171.9

Figura D-10 – PLD no CCEE médio anual – R$/MWh: Cenário Alternativo 5

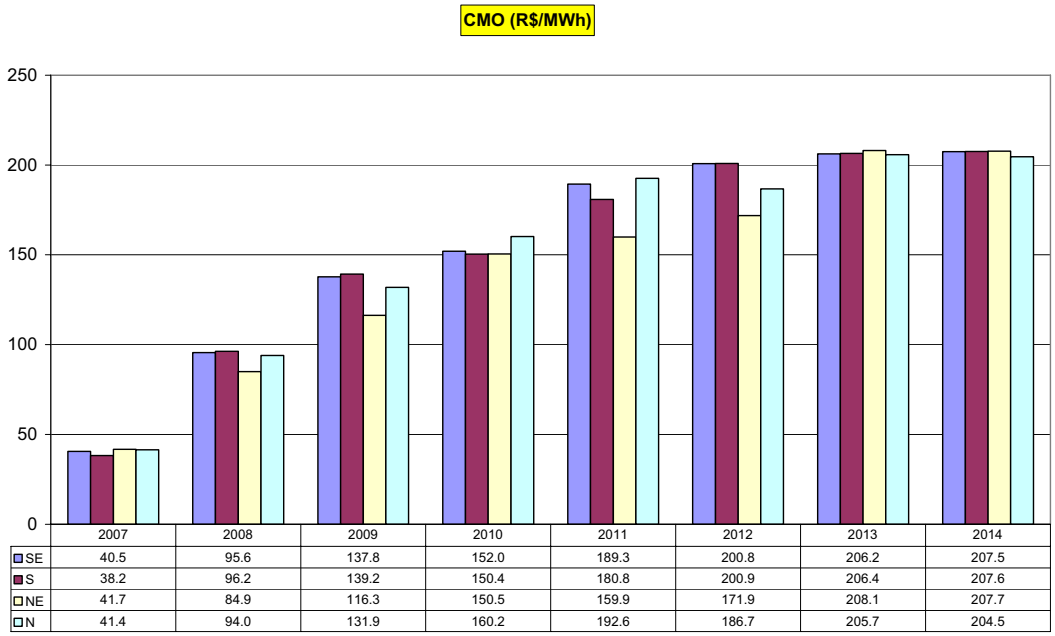
D.4 Custo Marginal de Operação (CMO)

As Figuras abaixo apresentam os CMOs médios anuais para cada região e para cada cenário alternativo.



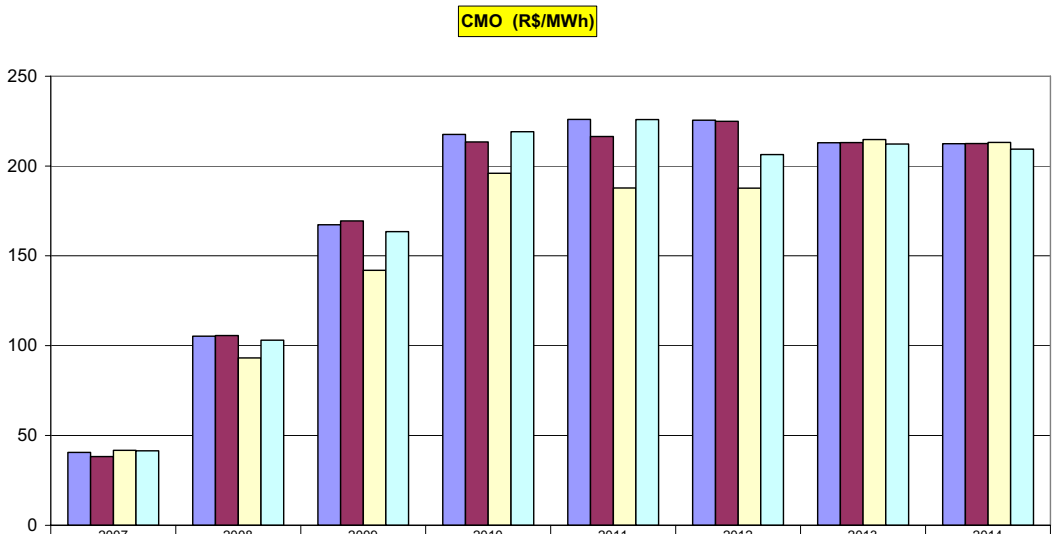
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	40.5	105.3	165.9	191.5	185.2	168.9	165.0	163.1
S	38.2	105.6	168.2	187.9	178.5	169.7	165.2	163.7
NE	41.7	93.1	137.2	173.6	154.0	146.0	167.3	163.4
N	41.4	103.1	161.8	194.0	185.6	156.0	164.5	160.2

Figura D-11 – CMO – R$/MWh: Cenário Alternativo 1



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	40.5	95.6	137.8	152.0	189.3	200.8	206.2	207.5
S	38.2	96.2	139.2	150.4	180.8	200.9	206.4	207.6
NE	41.7	84.9	116.3	150.5	159.9	171.9	208.1	207.7
N	41.4	94.0	131.9	160.2	192.6	186.7	205.7	204.5

Figura D-12 – CMO – R$/MWh: Cenário Alternativo 2

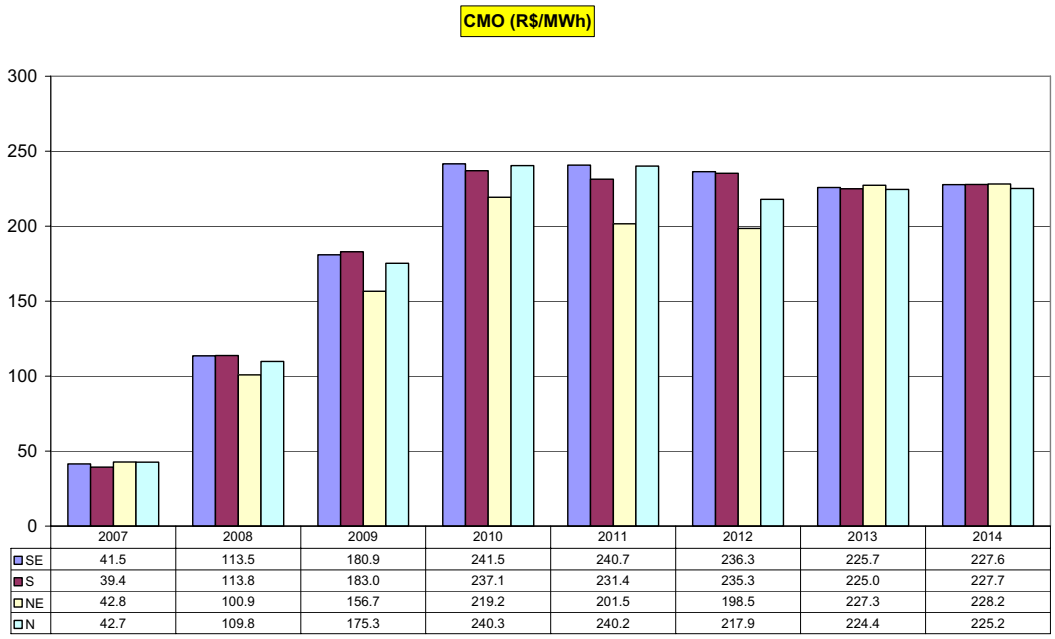


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	40.5	105.3	167.3	217.6	226.0	225.5	212.9	212.5
S	38.2	105.6	169.5	213.4	216.4	224.9	213.1	212.5
NE	41.7	93.1	141.9	196.0	187.7	187.6	214.7	213.1
N	41.4	103.1	163.5	219.1	225.9	206.3	212.3	209.4

Figura D-13 – CMO – R$/MWh: Cenário Alternativo 3

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	42.8	125.7	214.3	326.2	347.5	411.0	392.0	447.1
S	40.7	126.4	216.8	324.1	343.0	407.4	392.2	446.3
NE	44.4	115.8	189.2	298.4	290.1	333.9	397.3	448.1
N	44.7	123.5	211.7	325.9	354.8	381.3	390.4	440.3

Figura D-14 – CMO – R$/MWh: Cenário Alternativo 4



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SE	41.5	113.5	180.9	241.5	240.7	236.3	225.7	227.6
S	39.4	113.8	183.0	237.1	231.4	235.3	225.0	227.7
NE	42.8	100.9	156.7	219.2	201.5	198.5	227.3	228.2
N	42.7	109.8	175.3	240.3	240.2	217.9	224.4	225.2

Figura D-15 – CMO – R$/MWh: Cenário Alternativo 5

E ANEXO E – PLANO DECENAL DE EXPANSÃO

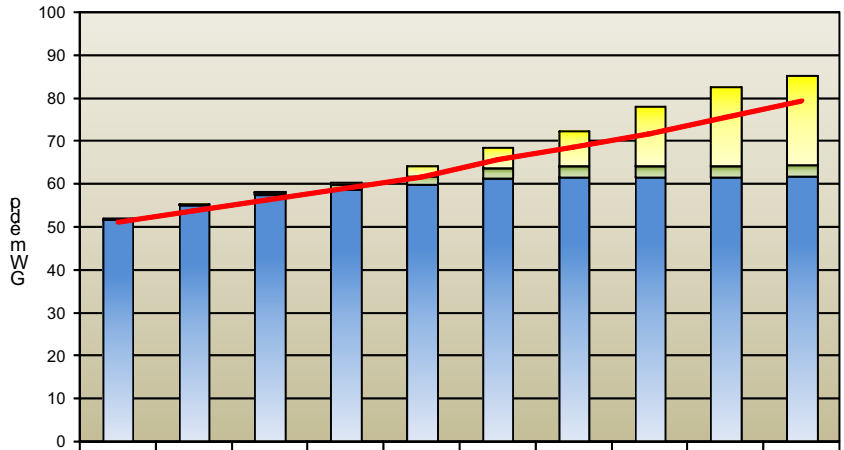
Como mencionado anteriormente, este estudo utiliza como cenário de referencia da expansão da oferta de energia, as premissas e hipóteses da PSR .O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou em Junho o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016. O estudo, formulado anualmente pela EPE, se baseia em cenários de projeções de crescimento da demanda de energia e fornece um planejamento indicativo da entrada de novos projetos de geração e transmissão no horizonte de 10 anos.

Os documentos integrantes do PDE 2007/2016, postos em consulta pública no dia 29 de junho, explicam a metodologia aplicada para realização das estimativas de crescimento da demanda e apresentam detalhadamente as projeções de entrada de nova capacidade assim como os estudos auxiliares de meio ambiente, suprimento de combustíveis, etc.

O PDE representa, sem dúvidas, a retomada do processo de planejamento energético de longo prazo no Brasil, sobretudo o de energia elétrica, marcando o retorno da visão estratégica necessária ao norteamento de uma infra-estrutura de eletricidade ao país. Dessa forma, sua elaboração é bastante positiva para o Setor Elétrico Brasileiro. O recém-lançado plano já reflete a curva de aprendizado do plano elaborado no ano anterior (PDE 2006-2015).

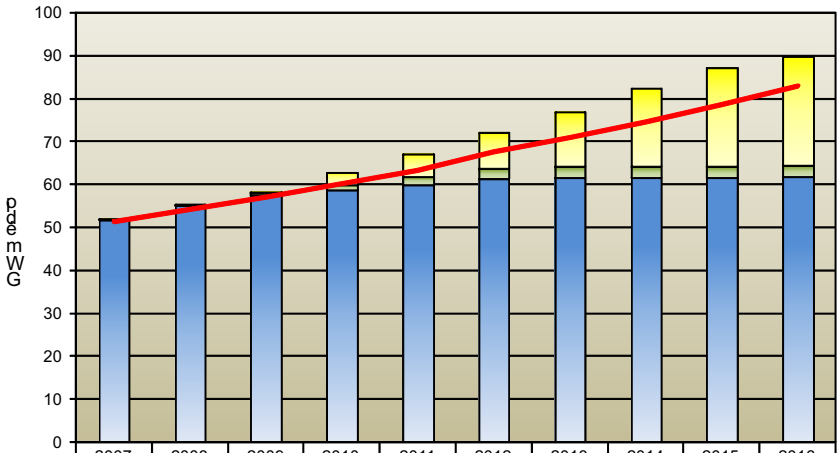
Entretanto, existem aspectos no PDE que despertam alguma preocupação e o impossibilitam de ser utilizado neste estudo. Um plano de expansão de energia elétrica é composto por um cenário de oferta de energia construído de forma a atender a projeção de demanda de energia ao longo do horizonte especificado e de forma compatível ao marco regulatório vigente do setor.

A Figura a seguir compara a oferta de energia assegurada, em GW médios, com a demanda projetada para os anos de 2007 a 2015 para os dois cenários de demanda do PDE (trajetória inferior e trajetória superior). Todos os valores de oferta (geradores existentes e cronograma de entrada de novos geradores) foram extraídos do PDE 2007-2015. As usinas dos cenários de expansão foram agregadas em 3 classes, de acordo com a classificação no PDE: Existente/Construção, Com concessão e Indicativas.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Indicativa	0.1	0.1	0.1	0.6	2.4	4.7	8.3	13.9	18.5	20.9
Com concessão	0.2	0.2	0.7	1.1	1.9	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6
Existente/Construção	51.9	55.2	57.6	58.9	60.0	61.5	61.7	61.8	61.8	61.9
Dem Brasil	51.2	53.7	56.4	59.0	61.7	65.7	68.7	71.8	75.5	79.3
%Dem	1.8%	3.4%	3.5%	2.6%	4.2%	4.6%	5.6%	8.9%	9.7%	7.6%

Figura E.1 – Balanço Oferta e Demanda PDE 2007/2016 para trajetória inferior



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Indicativa	0.1	0.1	0.1	2.9	5.2	8.3	12.6	18.2	23.0	25.4
Com concessão	0.2	0.2	0.7	1.1	1.9	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6
Existente/Construção	51.9	55.2	57.6	58.9	60.0	61.5	61.7	61.8	61.8	61.9
Dem Brasil	51.5	54.3	57.3	60.4	63.4	67.8	71.2	74.6	78.8	83.1
%Dem	1.3%	2.3%	1.8%	4.2%	5.9%	6.5%	8.1%	10.6%	10.8%	8.2%

Figura E.2 – Balanço Oferta e Demanda PDE 2007/2016 para trajetória superior

Para ambos cenários, pode-se observar um significante excesso de oferta de energia assegurada em relação à demanda a partir de 2010, atingindo valores próximos a 10% de sobre-oferta a partir de 2014.

Neste ponto, vale a pena relembrar os pilares do modelo setorial Brasileiro: o modelo exige que todos os consumidores estejam 100% contratados, onde os grandes consumidores gerenciam suas próprias compras de energia e as distribuidoras podem estar contratadas em até 103% de seu mercado. Desta forma, qualquer sobre-oferta de energia acentuada no sistema é pouco justificada técnica e regulatoriamente dentro das regras do modelo, uma vez que estaria representando geradores no sistema sem contrato de venda energia, o que por sua vez é muito pouco provável no Brasil dada as características de volatilidade do PLD. A única possibilidade de uma sobre-oferta acentuada é a sua contratação como "reserva" do sistema, tema que ainda não foi regulamentado.

Desta forma, decidiu-se utilizar o cenário da PSR como referência.

Assegurando o suprimento de carvão para as usinas termelétricas no Brasil e no Chile

Contratada pela MPX

Set 2007

McCloskey Group

Em parceria com a Energy Edge UK e o Standard Bank Plc

Tradução livre

SUMARIO EXECUTIVO

A MPX pretende investir em usinas termelétricas a carvão na América do Sul nos próximos 10 anos. MPX é uma empresa que faz parte do grupo EBX. Também fazem parte da EBX as empresas MMX, importante produtora e exportadora de minério de ferro do Brasil e LLX, uma importante empresa de logística.

Este relatório analisa o mercado mundial de carvão e uma estratégia para a MPX garantir um abastecimento de carvão para uma usina termelétrica no Chile e outras duas no Brasil.

A qualidade do carvão para utilização nas usinas termelétricas não é restritiva, e uma grande variedade de qualidades de carvão de diferentes áreas poderão ser utilizadas pela MPX. Isto dará MPX flexibilidade na sua estratégia de abastecimento de carvão, permitindo que a empresa otimizar o custo global do carvão e limitar o risco no preço do combustível.

MPX começará o abastecimento de carvão em 2011, tendo a empresa, alguns anos para adquirir maior conhecimento na área de carvão e para negociar o abastecimento de carvão de várias reservas. Nossa opinião é que longo deste tempo, a MPX não terá problemas em garantir as quantidades de carvão previstas. Embora o mais lógico seja o abastecimento proveniente de reservas dos maiores produtores da América do Sul, existem fontes alternativas em paises como Austrália, Indonésia e a África do Sul, que possuem grandes industrias de exportação que podem atender o fornecimento para a América do Sul.

Aproximadamente 580 milhões de toneladas de carvão para usinas Termelétrica são comercializadas a nível mundial todos os anos. Após décadas de pouco investimento em novas minas de carvão em paises exportadores de carvão tradicionais como a Austrália, África do Sul e Colômbia, tem-se observado um grande estreitamento no balanço de oferta/procura desde 2003. A demanda tem crescido devido a necessidade de energética de economias em desenvolvimento, como a China e a Índia e devido aos altos preços do petróleo. A oferta tem sido amortecida devido a lenta resposta em termos de investimento em novas capacidades abastecimento, da consolidação da indústria e dificuldade no transporte. Os preços de mercado do carvão até 2003 tiveram um aumento entre USD20 e USD40 a tonelada. Os preços estão agora variando entre USD60 e USD80 a tonelada, e é pouco provável volte a ser o que era anteriormente.

O planeta tem extensas reservas de carvão que são amplamente distribuídas em vários continentes. A BP Statistical Review indica reservas comprovadas de mais de 900 mil toneladas. Há grandes reservas de carvão que podem ser desenvolvidas para atender a crescente demanda global. Os custos para desenvolvimento, embora mais elevado do que no passado, devido aos custos de materiais e equipamentos, ainda que este custo se apresentam abaixo da curva de custo. Assim que os gargalos de infraestrutura forem removidos em países como a Austrália e África do Sul, estes produtores têm reservas com capacidade para satisfazer a demanda internacional previstas. Esperamos que muitos destes problemas na infraestrutura seja resolvida até 2010. Portanto, acreditamos que, embora os preços de carvão não retornem aos níveis de antes de 2003, apareça novas ofertas no mercado com preços de USD50 á USD60 a longo prazo.

Várias opções de fornecimento do carvão foram revistas. A estratégia ótima para cada usina termelétrica vai depender do risco de preço do combustível que cada termelétrica pode sustentar. As opções recomendadas, incluem uma combinação de:

• Investimento em projetos de carvão já em produção,
• Investimento em projetos de carvão ainda em fase de desenvolvimento,
• Compras no mercado Spot,
• Médio e longos contratos de fornecimento que ligam o preço pago ao mercado, ou pela indexação ou renegociação do preço anual.
• O uso do mercado emergente de derivados do carvão para reduzir o risco de combustível.

Recomendamos que a reserva predominante de carvão deve ser exportada para América do Sul. Reservas de carvão nesta região são grandes e existem importantes oportunidades para expandir a produção. A fim de proporcionar um grau de segurança no fornecimento do carvão, pode ser ser fornecido carvão da China para as operações no Brasil e também da Austrália, África do Sul, Rússia e Indonésia para ambos o Brasil e o Chile. O E.U.A. apresenta oportunidades para compras no mercado Spot no Brasil, quando a demanda interna no E.U.A. é baixa. Canadá também poderá exportar para o Chile.

Nós recomendamos que MPX desenvolva também a especialidade em todas as etapas de fornecimento de carvão.

1. Introducão....636
1.1 ESPECIFICAÇÃO DA QUALIDADE DO CARVÃO PARA AS PLANTAS DA MPX....638
1.2 Logistica....639
2. O Mercado internacional de carvão energético....641
2.1. O AUMENTO no preço do frete....643
2.2. O preço futuro do carvão....644
1.2.1 O preço do carvão após os picos de preço de 2003 e 2007....645
2.2.1 O impacto na racionalização dos preços....647
2.3. Custos de produção....647
3. Os Mercados que Causam Impacto nos Fornecimentos para Brasil e Chile....650
3.1. O Mercado de Carvão Asiático....650
3.1.1 A INDIA COMO IMPORTADOR DE CARVÃO....651
3.2. O MERCADO ATLANTICO....651
4. fORNECEDORES DE CARVÃO ENERGÉTICO....653
4.1. Análise do potencial dos paises fornecedores....654
4.2. Os maiores fornecedores....655
4.2.1 Colombia e Venezuela....655
4.2.2 Indonesia....656
4.2.3 AUSTRALIA....658
4.2.4 CHINA....658
4.2.5 Africa do Sul....659
4.2.6 RÚSSIA....660
4.2.7 EUA....661
4.3. Exportadores emergentes no mercado mundial....661
4.4. Qualidade de carvão....662
5. Investimentos em projetos de mineração de carvão....664
5.1. Custos de Aquisição e Produção de Ativos....664
5.2. Investimentos em Projetos em Estágio Inicial....665
6. Mercado Financeiro do Carvão (Paper Coal)....666
7. Assegurando o Carvão para os Projetos de Usinas de Energia....668
7.1. Fatores de Fornecimento....668
7.1.1 O Tamanho do Projeto....668
7.1.2 O Risco no Mercado de Eletricidade....668
7.1.3 O Risco do Preço de Combustíveis....669
7.1.4 Segurança do Fornecimento....670
7.1.5 O Apetite do Projeto para Riscos....671
7.2. Forma como o Comércio Internacional do Carvão Funciona....671
8. Conclusão....673
8.1. Geral....673
8.2. Estratégia de fornecimento recomendada à mpx....674
8.3. Contratos de fornecimento de carvão de longo prazo....675

1. INTRODUCÃO

A MPX vai investir em diversas usinas termelétricas a carvão mineral importado nos próximos 10 anos. O objetivo deste relatório é analisar as alternativas de suprimento de carvão importado disponíveis, de forma a sustentar o plano de investimentos da companhia.

A MPX é uma companhia do Grupo EBX. A EBX é também a controladora da MMX, grande empresa mineradora e exportadora de minério de ferro, e da LLX a empresa de logística do grupo.

Durante o último ano a MMX teve sucesso na capitação de equity (emissão de ações), levantando fundos para desenvolver os seus três projetos de mineração: MMX Minas Rio, MMX Amapá e MMX Corumbá. MMX também desenvolveu importantes parcerias associadas a estes projetos, trazendo Anglo American para o Projeto Minas Rio (50% de equity) e a Cleveland Cliffs para o Amapá (30% equity). Recentemente, a LLX iniciou o processo de abertura de seu capital para desenvolver um grande negócio na área de logística, incluindo infra-estatura de transporte, sendo este um setor no qual o Brasil precisa de grandes investimentos. O desenvolvimento desta estrutura de logística vai alavancar a área de mineração do grupo, permitindo o desenvolvimento de novos projetos no futuro.

Dados os cenários atuais para os mercados de energia no Brasil e no Chile, a atual matriz energética destes paises, e a possibilidade de alavancar os projetos de infra-estrutura do grupo, a EBX, através de sua subsidiaria MPX, está desenvolvendo um grande projeto de geração de energia. A maior parte dos projetos são usinas térmicas a carvão importado, diversificando as matrizes energéticas de Brasil e Chile.

A MPX pretende garantir um suprimento de carvão confiável para suas usinas no Brasil e no Chile. A definição de uma estratégia de suprimento de carvão de longo prazo é analisada neste relatório. As usinas a carvão consideradas aqui são:

Brasil

PECEM (MPX) - 1.080 MW - Ceará e Maranhão

- Operação: 2011
- Demanda de carvão: 3 milhões de toneladas por ano ("mt/ano")
- Capacidade de recebimento de carvão do porto – a ser determinada
- Risco de variação no preço internacional do carvão alocada aos consumidores

AÇU – 1.400 MW - Rio de Janeiro

- Operação: final de 2012
- Demanda de carvão: 4 mt/ano
- Capacidade de recebimento de carvão para navio Cape-size
- Preço de energia indexado a inflação local (IGPM)

Chile

CASTILLA – 1.400 MW - Castilla

- Operação: fim de 2012
- Demanda de carvão: 4 mt/ano
- Capacidade de recebimento de carvão para navio Cape-size
- Risco de variação no preço internacional do carvão alocada aos consumidores finais através de fórmula de reajuste

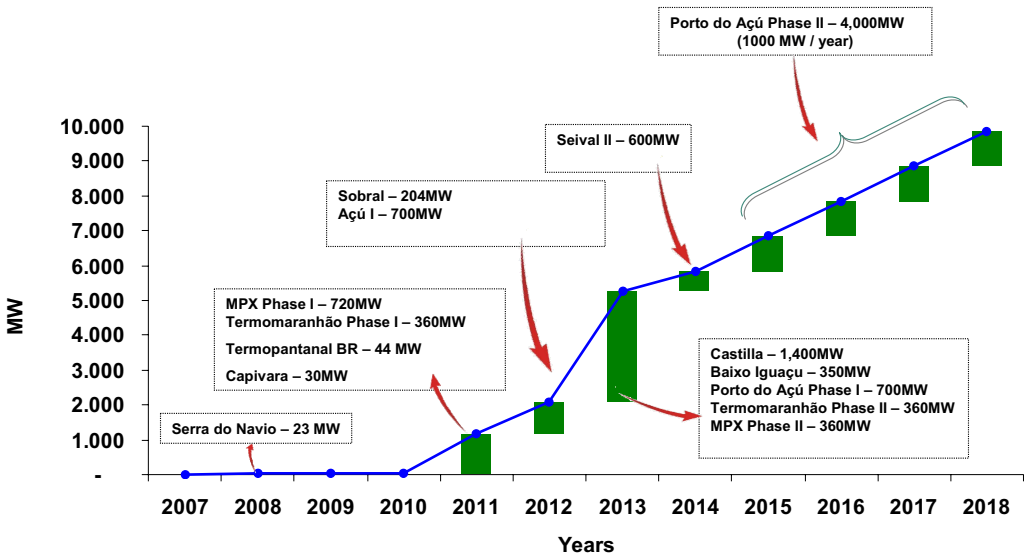
O grande tamanho destes projetos de geração indica que uma estratégia robusta de suprimento deve ser desenvolvida considerando todos os aspectos da cadeia de suprimento de carvão. O investimento direto na cadeia de suprimento de carvão é difícil de justificar para projetos pequenos de geração, entretanto, é necessário investigar esta alternativa se considerarmos os volumes de carvão que serão consumidos pelas plantas da MPX.

A volatilidade dos mercados de energia significa que usinas térmica a carvão importado estão expostas ao risco do preço de combustível. Quando possível é necessário ter algum hedge para este risco. Hedges podem ser feitos de diversas formas e, sem dúvida, o melhor deles é repassar o custo de combustível diretamente para os consumidores finais de energia. O risco de preço de combustível vai ser repassado diretamente para os consumidores no caso de Pecem e Castilla, através de um mecanismo de reajuste no preço de energia que é bastante usado no setor de geração.

No caso da primeira fase de Açu, que vai requerer em media 2.5 mt/ano de carvão importado, o risco de preço de combustível não será repassado ao consumidor de energia. Neste caso, a MPX usará outras alternativas para mitigar o risco de preço de combustível, que deverão incluir investimento direto em projetos de carvão e o uso de derivativos no mercado futuro de carvão. Esta estratégia é avaliada neste relatório.

O gráfico a seguir indica o cronograma de entrada em operação dos projetos de geração da MPX.

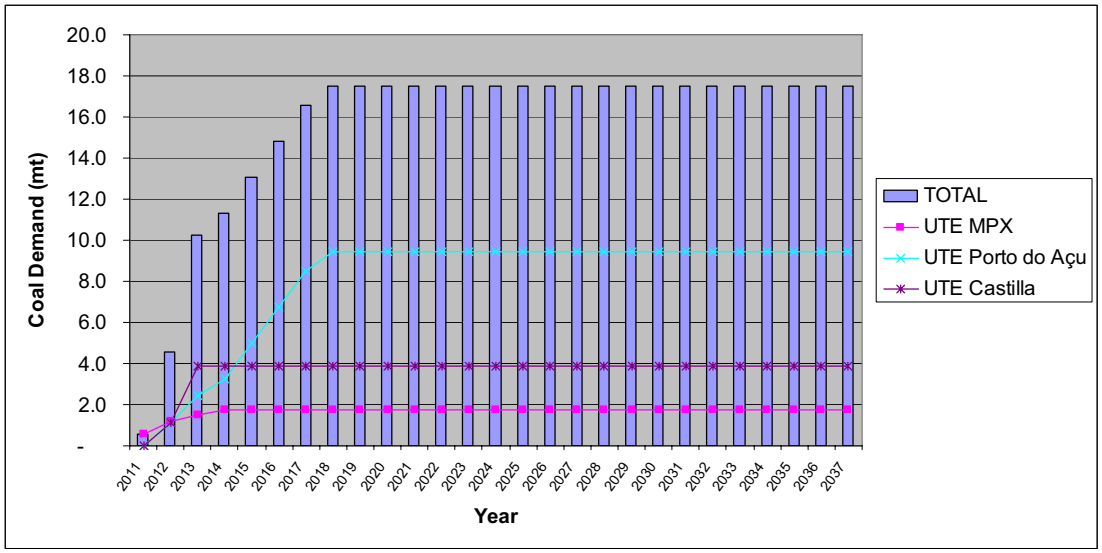
Cronograma de Entrada em Operação dos Projetos de MPX



Fonte: MPX

O gráfico a seguir indica que o crescimento esperado da demanda de carvão da MPX. Note que o consumo de carvão se inicia em 2011, quando será necessário um suprimento de aproximadamente 1 mt/ano para os projetos de geração térmica no Brasil.

Demanda de Carvão Esperada



Fonte: MPX

É nossa opinião que considerando o horizonte proposto pela MPX não sera problema garantir o suprimento de carvão previsto pela empresa. A fonte de suprimento mais lógica seria dos grandes produtores da América do Sul , mas existem outras alternativas como Austrália, Indonésia e China, que tem grandes exportadores que poderiam suportar o suprimento das usinas na América do Sul. Estas opções são descritas neste relatório, incluindo as estratégias recomendadas para um suprimento de carvão seguro e a preços estáveis.

1.1 ESPECIFICAÇÃO DA QUALIDADE DO CARVÃO PARA AS PLANTAS DA MPX

A especificação apresentada na tabela representa a qualidade de carvão necessária para garantir a operação da Planta de Pecém dentro de níveis de performance adequados. A qualidade de carvão apresentada não é restritiva, apesar de não incluir o carvão sub-betuminoso produzido na Indonésia. Especificações para a qualidade de carvão das outras plantas ainda não foi estabelecida, mas acreditamos que deverão ficar dentro das mesmas faixas apresentadas. Acreditamos que qualidade de carvão não será um ponto significante para qualquer das plantas da MPX, a deixaram um margem significativa para otimizar a estratégia de suprimento de carvão em termos de utilizar suprimentos de diferentes fontes com especificações de carvão diferentes.

	Performance	Min	Max
Proximate analysis (as received)			
HHV (kcal / kg)	6100	5800	6900
Total Moisture (%)	12	5	16
Ash (%)	8	5	15
Sulphur (%)	0.6	0.3	1.00(**1.50***)
Volatile Matter (%)	28	22	40
Fixed Carbon (%)	52		
Ash loading (%)			
Ultimate Analysis (Dry)			
Carbon (%)	73	68	82
Hydrogen (%)	5	3.3	6
Nitrogen (%)	1.4	1.1	2
Oxygen (%)	9	6	11
Grindability (HGI)	50	40	60
Ash Mineral Analysis			
Silica (SiO2) - %	59	47	70
Alumina (Al2O3) - %	22	30	40
Titania (TiO2) - %	1,1	0,8	3
Iron Oxide (Fe2O3) - %	8	3	14
Magnesia (MgO) - %	1,5	0,5	3
Lime (CaO) - %	2,5	1,5	12
Potassium Oxide (K2O) - %	1,8	0,4	2
Sodium Oxide (Na2O) - %	0,7	0,1	1,6
Base / Acid			
Fe_2O_3 / CaO			
Ash Fusion temperature			
ID @ Oxidizing - C	1250	1250	1550
Softening @ Oxidizing - C	1380	1250	1550
Hemispherical @ Oxidizing - C	1400	1350	1570
Fluid @ Oxidizing - C	1450	1350	1600
ID @ Reducing - C	1200	1200	1500
Softening @ Reducing - C	1350	1300	1600
Hemispherical @ Reducing - C	1350	1350	1600
Fluid @ Reducing - C	1400	1350	1500

** with FGD*

Fonte: MPX – especificação de carvão para a Planta de Pecém

1.2 LOGISTICA

Em media, mais de 30% do custo de suprimento do carvão comercializada no mundo está relacionado, a transporte e manuseio.

A habilidade de transportar carvão importado usando os maiores navios possível, preferencialmente os grandes (c.160,000t) navios Cape, minimizará os custo de transporte de carvão, apesar da vantagem diminuir quando mais próximo for a fonte de carvão.

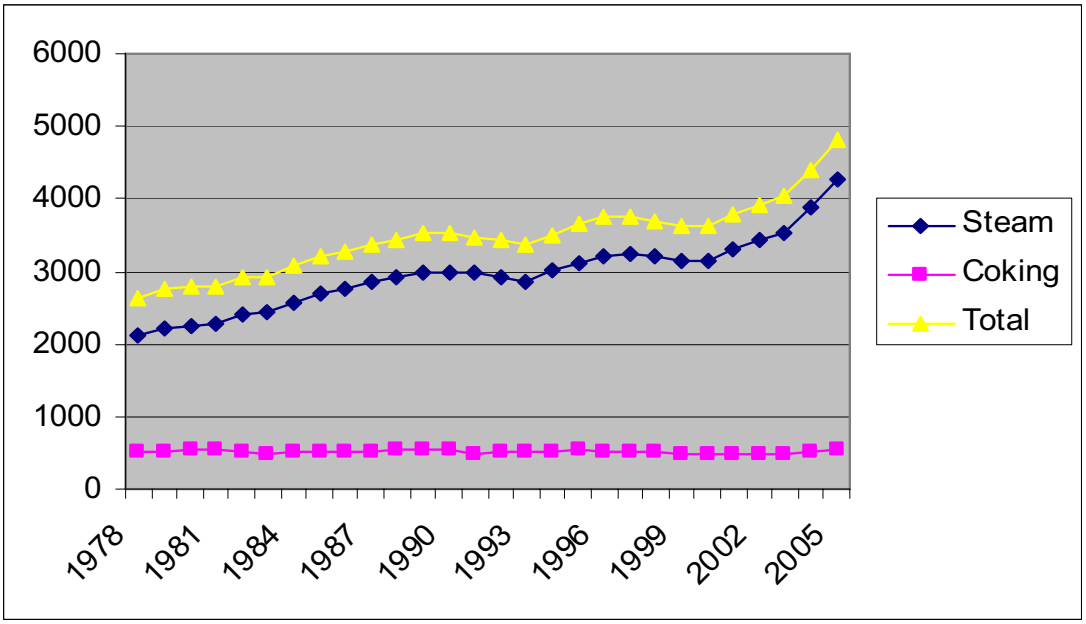
Isto tem impactos imediatos no dimensionamento da infra-estrutura de recebimento de carvão associada a usina térmica. Quanto maior o navio, maior o calado necessário no porto. Navios Cape Size requerem um calado de pelo menos 17 metros, enquanto o menores navios Panamax (c.60,000t) requerem um calado de apenas 13,5 metros.

É provável que a América do Sul seja a principal fonte de carvão para os projetos no Brasil e no Chile. O suprimento para o Brasil pode ser realizada por navios Cape Size da Colombia, enquanto o suprimento da Venezuela pode ser feito em navios Panamax em função restrições no Lago Maracibo. Enquanto o Chile pode receber navios Cape Size de supridores do Pacífico (Austrália, Indonésia, Rússia e China), o suprimento para lá será limitado para Panamax da Colômbia, pela necessidade de passar pelo Canal do Panamá. Grandes quantidades de carvão são exportadas pela Indonésia em navios Handy e Handymax equipados com estrutura própria de descarga de carvão. O uso destes navios poderia ser adequada para o Chile, mas para um volume de 5 mt/ano seriam necessários muitos navios , sendo muito arriscado depender das estruturas próprias dos navios, sem um suporte local. Por isso, não recomendamos a utilização desta alternativa.

2. O MERCADO INTERNACIONAL DE CARVÃO ENERGÉTICO

O Mercado internacional do carvão energético é relativamente jovem se comparado a outras comodites, esse Mercado apenas começou a crescer de maneira significativa após o choque do petróleo nos anos 70. Ainda hoje em dia com um trading de carvão da ordem de 50 a 80 milhões de toneladas por ano, esse volume representa apenas 10% da produção total de carvão. O carvão energético permanece sendo predominantemente minerado e consumido em nos seus paises de origem. A China é o maior produtor e consumidor de carvão no mundo, com uma produção total de 2.3 bilhões de toneladas, em seguida vem os Estados Unidos a Índia e a Rússia.

Produção Mundial de Carvão
(MMt/ano)



Fonte: The McCloskey Group Ltd

Em relação as reservas, os Estados Unidos se apresentam como os maiores seguidos da Rússia e Índia.

	Reservas (bilhões t)	**Produção** (MMt/ano)	**Vida Util** (anos)
America do Norte	257	917	280
Rússia	157	283	555
China	115	2,300	50
Índia	92	334	270
Mundo	909	5,100	190

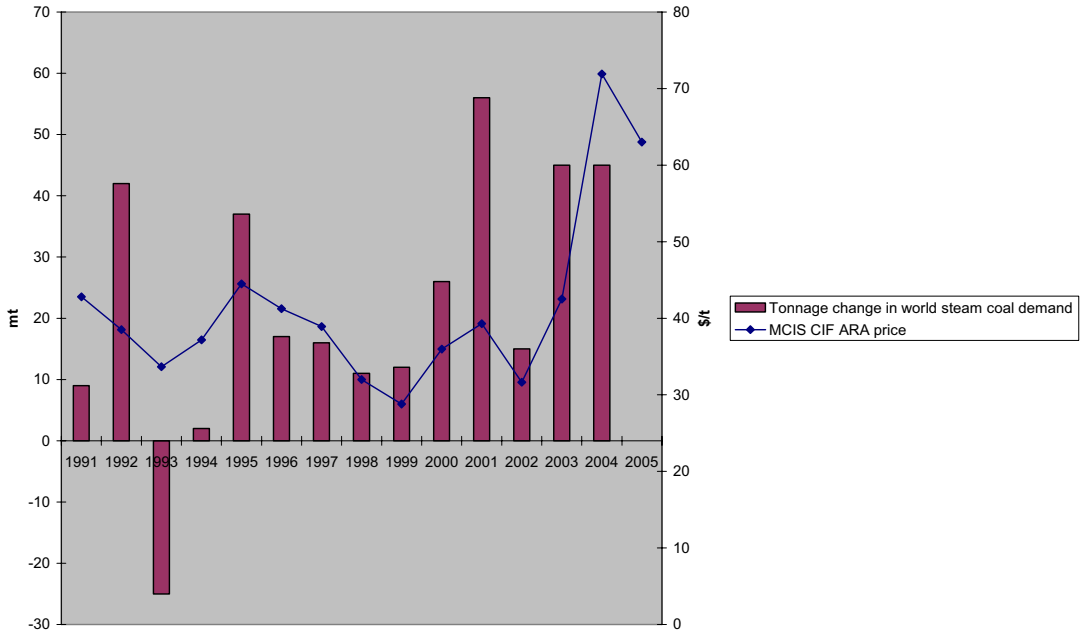
Fonte: BP Statistical Review

O volume internacional de carvão negociado vem crescendo continuamente desde o final dos anos 70 até 2003. A capacidade de exportação de carvão permaneceu bem a frente da demanda e dos preços, e após um pico em 1981, caiu continuamente tanto termos reais quanto nominais.

O período de 2003 a 2006 resultou em uma grande alteração no ambiente do Mercado global de carvão energético. O crescimento de diferentes economias ao redor do mundo, em particular a China, Índia e a América do Sul, combinados com a força de crescimento continua de um mercado Norte Americano, colocou uma pressão na demanda em virtualmente todas as comodities. A instabilidade política, particularmente no Oriente Médio atraiu a atenção ao suprimento de óleo cru e como conseqüência os seus preços, após subirem muito, permaneceram em um patamar significativamente maior que as medias históricas de longo prazo.

Após décadas de reduzidos investimentos em novas minas de carvão em paises tradicionais exportadores, tais como Austrália, África do Sul e América do Sul, carvão energético, assim como outras *commodities*, viram uma dramática tensão no balanço de oferta/demanda nesse período.

Durante o período de 1991 a 2000 o volume mundial de trade de carvão aumentou em 20 Milhões de toneladas por ano, enquanto que no período de 2000 a 2005 o crescimento foi de 50 Milhões de toneladas ao ano. Até 2003 esse crescimento foi atendido pelos crescimentos das exportações da China e Indonésia. Dessa forma a Indonésia por ter mantido a expansão das suas exportações se tornou como conseqüência o maior exportador de carvão energético do mundo, a China, por causa da sua demanda interna, estabilizou as suas exportações em 2003, reduzindo estressando bastante o balanço de oferta/demanda. Este movimento forçou os compradores a focar em aumentos de produção nos mercados da Austrália, Rússia, África do Sul e América do Sul. Gargalos em infra-estrutura, particularmente na Austrália e África do Sul limitaram suas capacidades de atender o crescimento da demanda no curto prazo. Porém, acreditamos que o aumento significativo de investimento em infra-estrutura tanto na África do Sul como na Austrália levará a uma solução desses gargalos tanto nos portos quanto nas ferrovias nos próximos anos.



Source: The McCloskey Group Ltd

2.1. O AUMENTO NO PREÇO DO FRETE

Os preços dos fretes aumentaram dramaticamente por causa do aumento de demanda de todas as comodities. Is foi ainda mais exarcebado pela inabilidade dos portos em atender esse aumento levando a formação de longas filas nos principais portos exportadores.
No caso do carvão ocorreram sérios problemas grandes atrasos nos navios nos portos de Newcastle e Dalrymple Bay em Queensland. Esperamos que esses problemas irão se resolver aos poucos durantes os próximos anos assim que nova frota de navios estiver disponível.

Devido ao grande potencial de lucro os estaleiros estão concentrando a construção em navios doublé hulled de óleo e navios de containeres. Novos navios Panamax e Cape sized graneleiros perderam a concorrência com esse aumento da demanda. Porém com a expectativa de ganhar grandes montantes com o frete de graneis os quais já resultaram em aumentos dos preços no mercado atual, levou os proprietários de navios a encomendar níveis recordes de novos navios Cape e Handymax sizes. O crescimento da demanda na China de minério de ferro e os atrasos nos portos têm mantido o balanço oferta/demanda muito próximos levando os preços a máximas históricas.
Alto preço nos fretes levou aos donos do navio buscar maximizar o uso de navios mais antigos, porém isso também não foi suficiente para reduzir a pressão sobre o preço do frete.

O aumento na demanda do carvão no período de 2005 a 2006 relaxou para o nível de 21 milhões de toneladas/ano, voltando para níveis anteriores aos das máximas históricas. Esse aumento da demanda foi atendido pelos mercados da América do Sul, Indonésia e Rússia e até um certo limite pela Austrália. África do Sul continuou experimentando problemas com infra-estrutura.

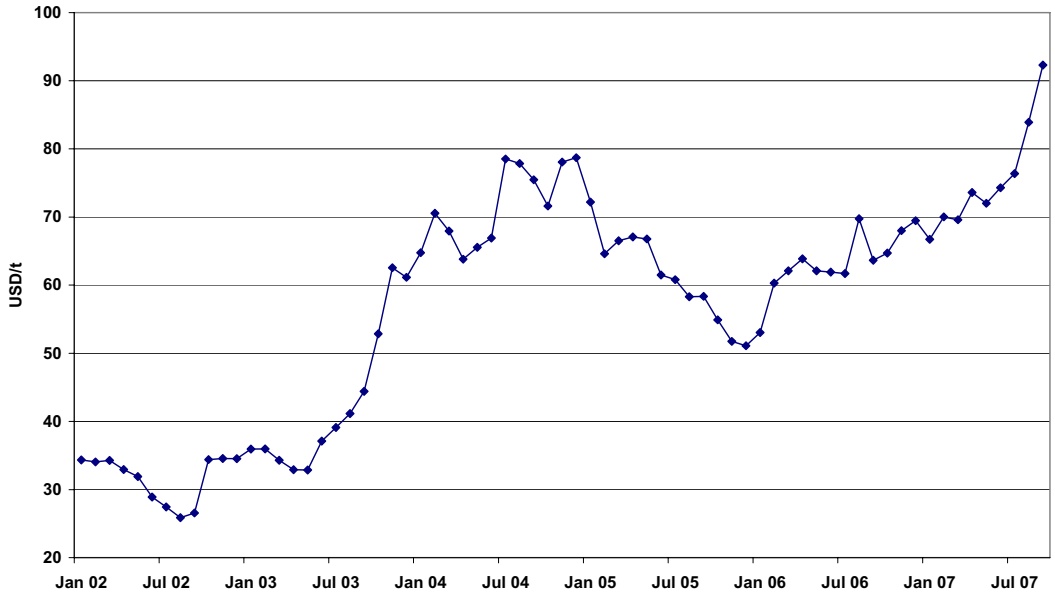
Em 2007 a China, ao invés de um tradicional exportador, se transformou em importador. O aumento dos níveis de importação de carvão e a redução nos montantes de exportação em conseqüência da alta demanda interna e os altos preços internos transformaram a exportação pouco atraente.

O desenvolvimento dos portos na Austrália esta avançando, porem os gargalos deveram persistir até 2009/10 uma vez que as melhorias das ferrovias esta atrasada em relação ao desenvolvimento dos portos. Por outro lado entendemos que a partir de 2010, baseado nos investimentos atuais haverá o aumento da capacidade de infra-estrutura.

O preço do carvão continua em níveis mais altos que a suas médias históricas, enquanto altos custos de frete forem levados em conta, os preços deveram permanecer altos

Coal prices are still high by historic standards which, when continued high freight rates are taken into account, mean that delivered prices remain stubbornly high.

Preço do Carvão entregue no NO Europa (CIF ARA)
6000 kcal/kg n.a.r[1]



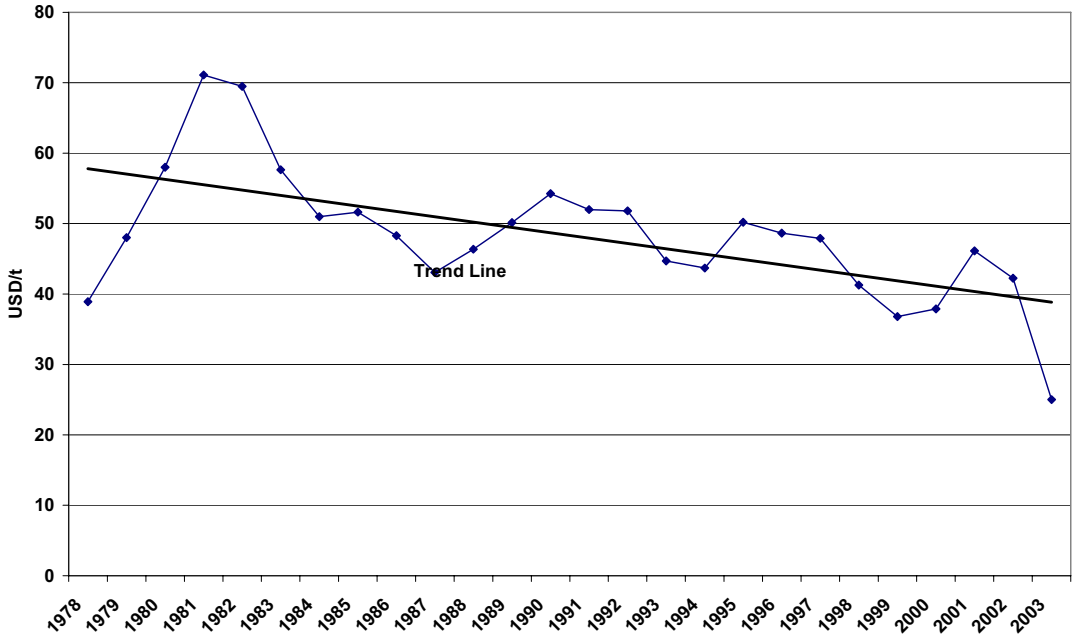
Fonte: The McCloskey Group Ltd

2.2. O PREÇO FUTURO DO CARVÃO

Examinando as tendências de preços desde o inicio dos anos 80, época em que os maiores picos de preço ocorreram, entendemos que os preços do carvão reduziram não só em termos reais como também em termos nominais. Até certo ponto isso era previsto uma vez que o mercado permanecia em sobre oferta como resultado dos investimentos excessivos em produção ocorridos nos anos 80. As companhias somente poderiam sobreviver em um mercado de preços baixos através de ganhos de produtividade. O aumento da produtividade levou também contribuíram para manter a sobre oferta. Como conseqüência de baixos custos de produção e ganhos de produtividade capacitou aos compradores a aproveitar períodos de preços baixos, enquanto que os produtores viam sua margem se estreitarem e ruírem. Então em 2003 este processo havia ido longe demais e um ajuste de preço se fazia esperado e necessário, uma vez que os preços já haviam caído a níveis inferiores ao das tendências históricas.

[1] n.a.r = net as received

Preço do Carvão entregue na Europa



Source: The McCloskey Group Ltd

1.2.1 O PREÇO DO CARVÃO APÓS OS PICOS DE PREÇO DE 2003 E 2007

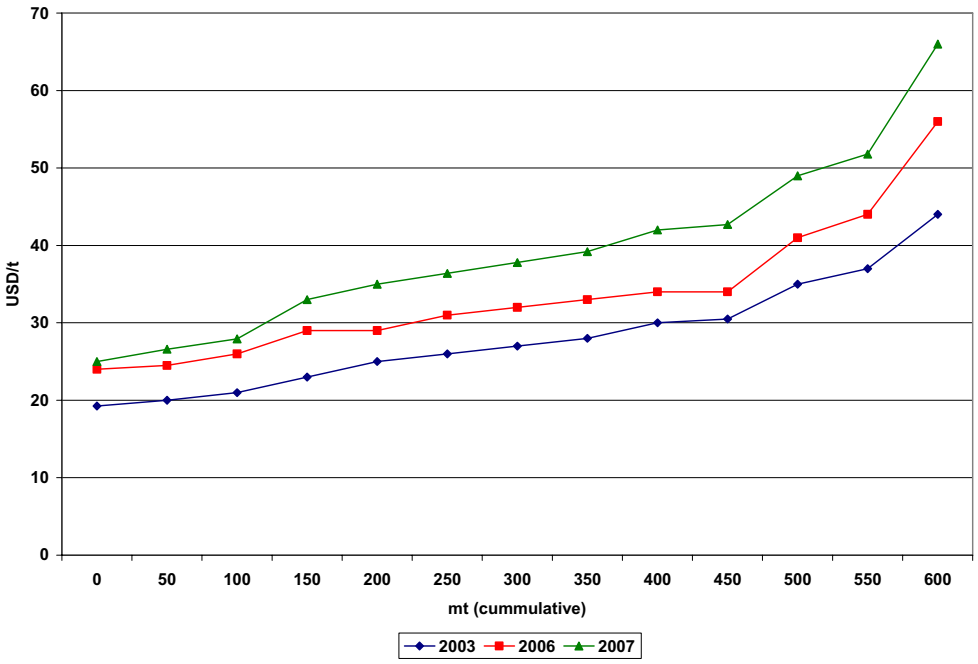
A reviravolta nos preços excedeu em muito um simples ajuste de tendências. Existem fatores que levam a uma expectativa de um passo para uma troca permanente nos níveis de preços. O fator mais importante é que os custos de produção vêm aumentando significativamente desde 2003, com vários indicativos sugerindo um aumento da ordem de 20% a 80%. Esse aumento em custos vem desde o aumento do preço da energia – gás e óleo e minas a céu aberto e eletricidade em minas de subsolo. Insumos, tais como explosivos, pneus, correias, aumentaram em custo, e o aumento visto no preço do aço vendo sendo repassado na maioria dos custos de materiais para manutenção. A escassez de mineradores treinados e de engenheiros produziu um mercado competitivo por mão de obra com um inevitável impacto no seu custo.

Custos unitários do carvão energético embarcado (FOB) em dólares americanos aumentou 14% em 2004, 19% em 2005 e 6% em 2006, um aumento moderado é esperado para o ano de 2007. O impacto de custos nas diferentes jurisdições foram os seguintes:

- Austrália – em linha com os aumentos médios de custo da indústria.
- Indonésia – Custos FOB aumentaram 55% de 2003-2006, principalmente influenciado pela remoção do subsídio ao diesel, aumento do strip ratio e valoração da Rupiah.
- África do Sul– aumento dos custos em 35% de 2003-2006.
- China – leves aumentos, relativos maiores custos nos portos, valoração do Renmimbi e redução no rebate do VAT para exportações.
- Estados Unidos – Aumento de custos de 34% de 2003-2006 principalmente em função do aumento das distancias de transporte em ferrovias.

O próximo gráfico ilustra a alteração na curva de custos que nós utilizamos em nosso modelo de oferta/demanda.

Comparação das Curvas de Custos de 2003 a 2007
FOB porto de embarque



fonte: McCloskey Group Ltd

Sem duvida haverá um relaxamento em alguns desses custos com o tempo, porém não é provável que eles voltem aos níveis de preço pré-pico. Melhorias continuas de produtividade também deverão apoiar essa redução.

Enquanto alguns argumentam que o aumento da demanda levara os paises mineradores tradicionais a enfrentar áreas com custos mais altos de infra-estrutura, isso de certa forma ira ser compensado pelo desenvolvimento de reservas carboníferas de baixo custos em novas áreas de mineração tais como Moçambique, Mongólia, Botswana e Bangladesh.

Variações cambiais são "*wild card*" em qualquer analise de preço, porem à alguma duvida se o valor do dólar americano foi um dos fatores que pressionaram o aumento do preço do carvão, uma vez que praticamente em todas as transações no mercado internacional, o carvão é cotado em dólares americanos. Produtores de paises, como a Austrália e África do Sul, precisam de um dólar alto para compensar as perdas de receita nos termos da moeda local.

Em nossa previsão base, estamos assumindo que os preços do petróleo permanecerão altos, acima de US$50 o barril, e o dólar Americano permanecerá relativamente fraco.

A combinação desses fatores apóia em nossa visão, de que o preço do carvão atingiu um novo patamar mais alto, ratificado a partir de todos os cenários futuros utilizados. Estes cenários incluem o nosso caso base, o mais provável baseado nas demandas de carvão, um cenário alto e um baixo de demanda de carvão.

2.2.1 O IMPACTO NA RACIONALIZAÇÃO DOS PREÇOS

Historicamente somos cautelosos em relação ao impacto da racionalização através da indústria do carvão e temos tido a visão de que em nosso caso base os preços continuarão a cair em termos reais. Em nossa ultima visão, em conseqüência do impacto da racionalização ter se tornado mais claro, entendemos que os produtores de carvão estarão aptos a acompanhar a demanda de maneira mais aderente e como resultado, a freqüência de períodos de preços ultra baixos deverá se reduzir assim como a sua duração. Produtores passarão a ter capacidade de repassar aumentos de custos aos consumidores, resultando em casos base de preços mais estáticos em termos reais. Traders financeiros de carvão (paper coal), concentraram movimentos em preços de eletricidade e de energia de uma maneira geral, ao invés de fundamentos em relação a oferta e demanda do carvão no longo prazo. Como resultado da crescente influencia do *mercado de papel* do carvão isso leva a crer que os preços no curto prazo se tornaram mais voláteis.
O nosso cenário de baixa demanda, se baseia em uma super oferta no mercado, nesse caso haverá não somente preços baixos mas quedas em termos reais.

No cenário de alta foi assumido que o carvão será desenvolvido em regiões com maiores custos de infra-estrutura e adicionalmente os vendedores conseguiram vender a preços maiores em termos reias.

Nós não acreditamos, que apesar do aumento do consumo das comodities em paises como a China e Índia de que estamos vivendo um super cilclo onde os preços permanecerão subindo em termos reais por um longo período de tempo.

Existem grandes reservas de carvão que podem ser desenvolvidas para atingir a demanda global. Custos de desenvolvimento, apesar de superiores aos do passado, devido aos custos de materiais e equipamentos, ainda indicam que custos de produção em novos empreendimentos estarão na parte inferior da curva de custos.

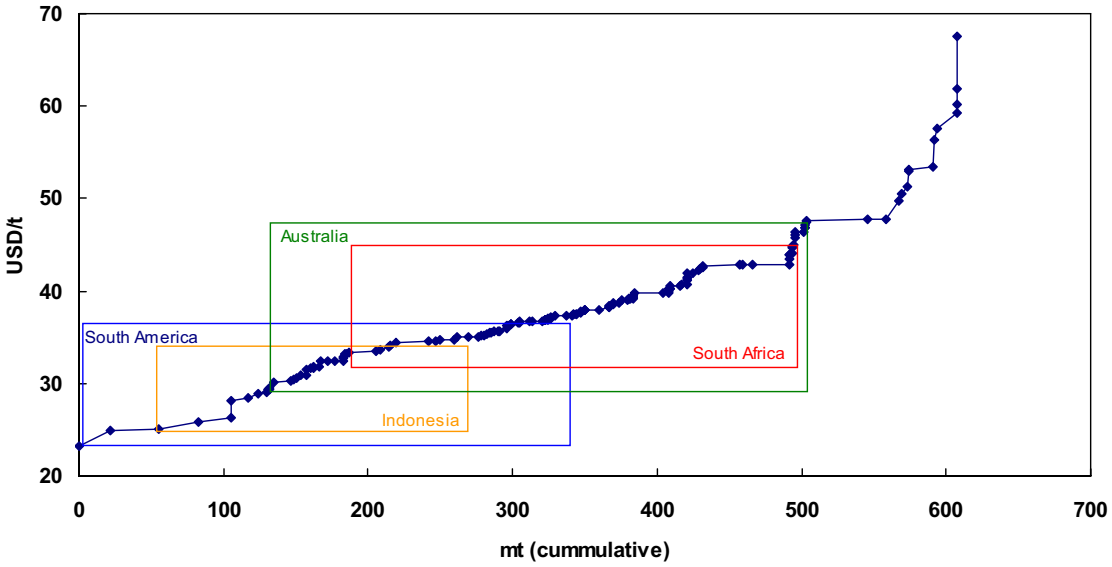
2.3. CUSTOS DE PRODUÇÃO

Custos de produção em minas de carvão variam enormemente de jurisdição para jurisdição, e a algumas vezes mesmo dentro de uma mesma jazida de carvão. Razoes para essas variações podem ser:

- Profundidade do carvão
- Espessura do carvão
- Distancias de transporte
- Royalties
- Rendimentos de beneficiamento do carvão
- Tecnologia de lavra do carvão

Em 2006 a industria do carvão mineral energético a partir de seus custos de produção indicou um range geral para os diferentes paises; Colômbia, África do Sul e Austrália. A partir da curva de custos a qual representa o custo do carvão FOB das principais minas de carvão para exportação, vemos que a Colômbia e a Indonésia tem os menores custos. Enquanto que a Austrália e a África do Sul apresentam um amplo espectro de custos de produção, porém bem semelhantes.

Mercado mundial de suprimento de carvão energético (2006)

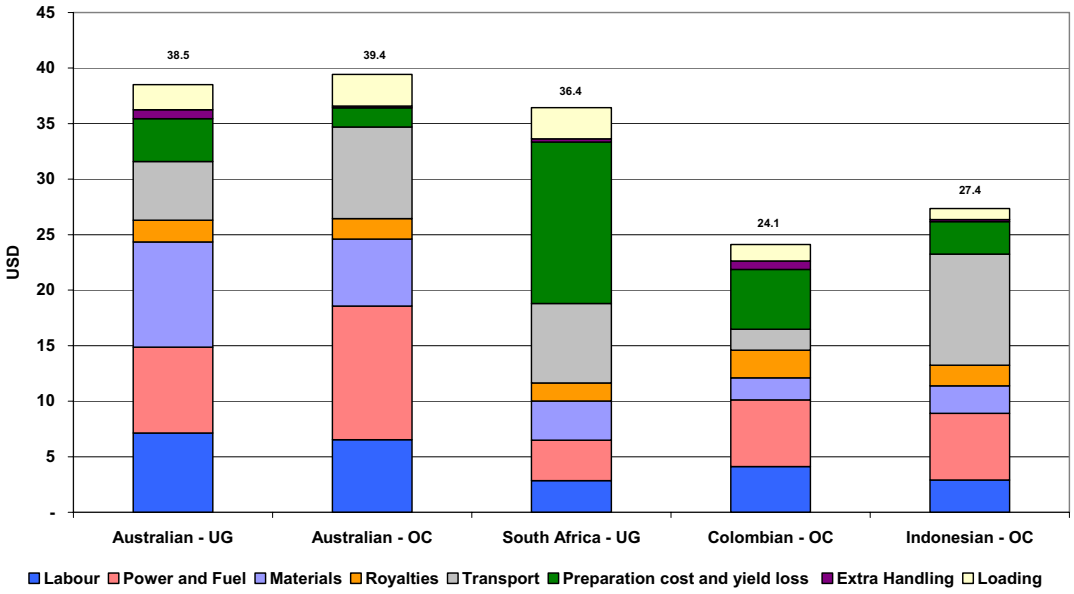


fonte: McCloskey Group Ltd

Apesar de não estar indicada na curva acima colocamos a Rússia no range de USD48 to USD59 e uma média estimativa para as minas Chinesas de USD43. As minas nos estados Unidos estariam em um range de USD48 a USD58.

Os diferentes parâmetros que definem a estrutura de custos individual de cada mina de carvão vão alem do escopo desse relatório, porem os custos indicativos de produção fornecidos abaixo indica os custos típicos de cada jurisdição. Notem que foi feita uma ressalva em relação a estrutura de custos para a operação de minas de céu aberto (OC) e de subsolo(UG).

Custos FOB



fonte: McCloskey Group Ltd e Standard Bank Plc

3. OS MERCADOS QUE CAUSAM IMPACTO NOS FORNECIMENTOS PARA BRASIL E CHILE

A localização geográfica de Brasil e Chile permite que estes possam adquirir carvão de nos mercados atlântico e asiático. Nós temos portanto oportunidades de mercado nestas duas áreas.

3.1. O MERCADO DE CARVÃO ASIÁTICO

Nós prevemos um continuo crescimento na demanda de carvão provinda de regiões da Ásia. A demanda no passado tem sido conduzido para os três grandes:

- Japão
- Taiwan
- Coréia do Sul

Enquanto vemos que Japão continua ser o maior importador de carvão para Termelétricas na região, a percepção é que o potencial para uma expansão significante é limitada. Taiwan e Coréia do Sul continuarão investindo em termelétricas a carvão com um conseqüente crescimento nas importações.

Um crescimento significante virá de economias em desenvolvimento como Malásia, Tailândia e Índia. A Indonésia está bem posicionada para atender todos estes mercados, uma vez que está geograficamente mais próxima destes paises, do que os seus concorrentes, Austrália, China e Rússia. A produção de carvão na Malásia e Tailândia é insignificante e com o conseqüente crescimento de demanda de carvão terá que ser importado carvão.

	2007	2010	2015	2020
Asia – 3 grandes	240	254	267	273
(Net add'n)	5	3	4	1
Outros Asiaticos +Americas (Pacifico)	101	113	131	142

Na China continua difícil prever. Até 2003 as exportações de carvão para geração de energia foram crescendo rapidamente em picos de 74 MMt/a em 2004. Este ano as exportações estão se conduzindo a uma taxa anual de 51 MMt/a. Os preços internos chineses estão favorecendo as vendas no mercado interno sobre as importações.

Pela previsão, haverá crescimento das importações para o sul da China desde que taxas de fretes do carvão dos portos do norte chinês sejam semelhantes às taxas da Indonésia e os geradores vão querer aplicar pressões comerciais sobre os produtores internos de carvão, tendo os preços internacionais como alavanca. Do lado da oferta, temos que presumir que as exportações mostrarão um crescimento modesto. China tem investido muito na melhoria da sua infra-estrutura interna, em benefício da sua indústria do carvão. Portanto, esperamos que a China continue como um modesto exportador de carvão. Com a imensa capacidade de produção, alguma baixa na taxa de crescimento da economia chinesa poderia aumentar o crescimento das exportações pelo país. Isso inevitavelmente iria prejudicar os preços do carvão aumentando a volatilidade no mercado.

A China deverá reduzir as exportações, como é o caso atual, seria inevitável para prevenir uma alta dos níveis de preço do carvão comercializado no planeta.

3.1.1 A INDIA COMO IMPORTADOR DE CARVÃO

Concentramos na Índia porque vemos que está é uma da principais participantes dos mercados asiáticos e mundial de carvão.

A Índia poderá se tornar em 2015 o maior importador de carvão produzido na região do Pacífico, sendo previsto um crescimento de 100mt nas importações de carvão.

O apoio governamental no aumento da geração energética e o expansivo humor na Índia, onde o crescimento do PIB atualmente é de 9,2%, indicam provável construção de centrais elétricas, dos quais 70% deveram ser a carvão.

A instalação de 75.000 MW de novas centrais elétricas esta previsto para o período de 2007 a 2012, com termelétricas a carvão contribuindo com 50.000 MW no aumento da capacidade. Baseando-se nas qualidades do carvão internacional (Austrália / África do Sul), isso equaciona para 125MMt/a o crescimento no consumo de carvão para geração de energia elétrica. A produção anual de carvão na índia é de 420MMt/a e tem se expandido em 2% ao ano. Para atingir este nível de crescimento, a indústria de energia elétrica sozinha irá requerer um aumento de 10% anual da produção indiana de carvão. O movimento deste carvão também exigirá investimentos adicionais em infra-estrutura ferroviárias e rodoviárias. É portanto irrealista esperar que as industrias de carvão indianos suportem este crescimento de geração termelétrica a carvão. Por isso, como conseqüência, ocorrerá um aumento nas importações de carvão.

Temos realizado uma análise preliminar para descobrir prováveis níveis de importação baseado em diferentes níveis de expansão da produção do carvão na Índia. Este trabalho sugere que as importações de carvão para o setor da energia elétrica sozinho, deve aumentar entre 40MMt/a e 100MMt/a em 2015. Deve ser dito que os atrasos podem ser previstos no programa de desenvolvimento e, por esta razão, em nossas previsões de oferta e demanda, que assumimos que o valor será mais próximo de 60MMt/a.

3.2. O MERCADO ATLANTICO

A demanda nos mercados norte europeu e da península ibérica estão provavelmente bastante equilibrados, com impulsos vindo de quedas nos fornecimentos locais, em paises como Alemanha, Espanha e Reino Unido. A necessidade de carvão com baixo teor de enxofre é atualmente elevada no Reino Unido e é provável que assim permanecerá até que o atual programa de conversão FGD esteja concluido. Mesmo após este programa se completar, aproximadamente 30% do carvão para Termelétricas no Reino Unido não terá FGD montados e serão atraídos pelo carvão com baixo teor de enxofre.

Na Alemanha existe um benigno regime que permite a substituição de antigas usinas termelétricas a carvão por novas plantas com alta eficiência. Ironicamente, como resultado disso, o consumo total de carvão diminuirá. O declínio da produção local provavelmente acompanhará essa diminuição; portanto, as importações são susceptíveis a ficar razoavelmente estáticas.

As penínsulas Escandinávia e Ibérica são altamente dependentes das condições meteorológicas e, por isso, existe dificuldade de se prever. No inverno, quando ocorrem muitas nevadas, constrói-se reservatório de água, que serão utilizados para geração de energia no verão, reduzindo a queima de carvão nestes meses. O balanço de um ano para o outro pode ser tão elevado quanto 8mt, simplesmente por causa das condições meteorológicas.

As importações para a E.U.A. estão crescendo rapidamente e devem chegar a 25MMt/a em 2005. Esperamos que as importações em 2010 sejam pelo menos, 40MMt/a. Carvão com baixo teor de enxofre da Indonésia, tem conseguido estabelecer uma posição neste mercado, apesar do aumento os custos de transporte que ocorreram em 2003 e 2004. Com créditos de enxofre em níveis elevados, há vantagens em usar carvão com baixo teor de enxofre, particularmente como as instalações menores no E.U.A. iram exigir carvão com ainda mais baixo de enxofre, a fim de minimizar a necessidade de adquirir créditos de enxofre. Acreditamos que o carvão Indonésio continuará a completar o fornecimento de carvão para os E.U.A. Este será auxiliado pelo programa para converter os maiores portos de exportação de carvão em portos importadores, permitindo a utilização de grandes navios com a vantagem de fornecedores a longa distância.

4. FORNECEDORES DE CARVÃO ENERGÉTICO

A exportação de carvão energético é dominadas por 8 paises:

- Indonesia
- Austrália
- Rússia
- China
- África do Sul
- Colombia
- Venezuela
- Polônia

É necessário compreender que existem efetivamente duas áreas de comercialização de carvão energético chamadas bacia atlântica, que abrange:

• América do Norte e América do Sul
• Europa
• Mediterraneo

and a região do Pacifico, que abrange:

• Norte Asiático
• Sudeste da Ásia
• Sul da Ásia
• Costa oeste da América do Sul

Os fornecedores predominantes no região do Atlantico são:

- Rússia
- Africa do Sul
- Colômbia
- Venezuela
- Polônia

Os fornecedores predominantes na região Asiática são:

- Indonésia
- Austrália
- China
- Rússia
- África do Sul

Curiosamente apenas a Rússia e a África do Sul são fornecedores naturais em ambos os mercados do Atlântico e do Pacífico.

4.1. ANALISE DO POTENCIAL DOS PAISES FORNECEDORES

Estamos considerando fornecedores para dois paises da América do Sul: Brasil e Chile. Embora eles compartilhem com Colômbia e Venezuela, mais próximos das fontes de carvão, que têm diferentes fatores que irão influenciar os outros países que estão bem colocados para abastecer as importações.

Um fator importante é a capacidade de exportação dos dois países. O Brasil é o maior exportador de minério de ferro do mundo e Chile exporta cobre a grandes mercados mundiais. No caso particular da MPX, existe um potencial significativo para fazer significantes economias de fretes, devido os carregamentos da empresa do grupo MMX no retorno de navios de minério de ferro para o Brasil.

Brasil exporta e continuará a exportar grandes quantidades de minério de ferro para a China. Os baixos níveis de fósforo no minério de ferro são necessárias para conter os elevados níveis de fósforo na outra grande fonte de fornecimento de minério de ferro chamada Austrália. Isto coloca tanto China e da Indonésia como reservas de carvão, aproveitando os encargo de frete.

Como conseqüência, consideramos os seguintes países como potenciais reservas de fornecimento para os projetos no Brasil e Chile.

Brasil

- Colômbia
- Venezuela
- Austrália
- África do Sul
- Indonésia
- China

Chile

- Colômbia
- Venezuela
- Austrália
- Indonésia
- África do Sul
- Oeste do Canadá

- South Africa
- Indonesia
- China

4.2. OS MAIORES FORNECEDORES

4.2.1 COLOMBIA E VENEZUELA

Colombia

A produção na Colômbia está concentrado em duas minas:

• Cerrejon Norte
• La Loma

Além disso, Glencore está tentando consolidar a produção na região de La Jagua; um processo que tem sido impulsionado por um acordo para compartilhar a infra-estrutura ferroviária, atualmente utilizado apenas pela mina La Loma.

O Mina Cerrejon Norte é proprietária conjuntamente de;
• Anglo Coal
• BHP Billiton
• Xstrata

É a maior mina na Colômbia, comparada com as maiores minas indonésias em termos de escala e produz cinzas com baixa betuminosidade, e médio de teor de enxofre. Quando construida, as exportações foram orientadas para o mercado europeu.

Ao contrário da mina La Loma foi desenvolvida pela Drummond Corporation, uma empresa de carvão com base no Alabama, que tem a previsão fornecer para a carvão para a regiaão sudeste dos E.U.A.

O crescimento da demanda nos E.U.A tem proporcionado queda significante nas exportações para a Europa.

Em 2002 cerca 65% das exportações de carvão foram direcionadas para a Europa e 35% para a América do Norte. Em 2005 isso tinha mudado, com 50% para a Europa e 50% para o E.U.A.

Exportações de carvão no total tem aumentado conforme a demanda. É significativo que a operação de Cerrejon é composta pelas três principais exportadores da África do Sul. A oportunidade existe para coordenar os níveis de produção, a fim de minimizar o risco de sobre produção.

O potencial da Colômbia para aumentar a produção é enorme, mas não se encontra a uma taxa superior à demanda.

De tempos a tempos a atividade da guerrilha na Colômbia perturba o desenvolvimento de carvão, mas os impactos são normalmente pequenos e não tem atrapalhado a expansão das exportações de carvão.

Venezuela

Até recentemente Venezuela tem exibido um crescimento relativamente lento. Só existe uma grande operação no país, a Mina Guasare, conjuntamente proprietária da Anglo, Peabody e o State body Carbozulia.

A sua expansão é limitada pela infra-estrutura. O carvão tem atualmente sido carregado no Lago Maracaibo. Expansão requer a construção de um porto na costa atlântica. Atualmente CVRD está desenvolvendo a Mina Socuy na Venezuela, que irá também estar associada com uma nova linha ferroviária e portuária Panamax. Existem incertezas políticas, embora CVRD parece confiante. Este desenvolvimento sozinho representa mais 10 milhões de toneladas de carvão no mercado local.

O Carvão Venezuelano tende a ter o valor calórico mais elevado do que o colombiano e tem sido utilizado na indústria siderúrgica.

Colômbia e Venezuela são os fornecedores de carvão dominantes para os E.U.A.

Exportaçoes da Colombia (MMt)

	2004	2005	2006 (f)
Cerrejon	24.91	25.5	28
Drummond	20.92	22.4	27
Glencore	4.21	5.42	7.5
outros	0.95	1.27	3
Total	**50.99**	**54.58**	**65.5**

Exportaçoes da Venezuelan (MMt)

	2004	2005	2006 (f)
Venezuela - Total	**8.75**	**7.81**	**7.75**

4.2.2 INDONESIA

Indonésia é atualmente a maior exportadora de carvão energético do mundo. Com volumes em 2006 reportados de 145 MM a 165 MM t/a.

Indonésia só começou a exportar seriamente carvão a partir de 1991, quando a primeira geração de contratos de mineração foram desenvolvidos. Isso compreende cerca de 12 empresas as quais se mantém dominando o negocio de exportação de carvão. Porem já vemos aumentos nas exportações dos produtores da segunda e terceiras gerações.

O espectro da qualidade dos carvões produzidos na Indonésia são muito amplos, indo de um sub-betuminoso a carvões metalúrgicos. A maioria dos carvões exportados são sub-betuminosos, sendo 40% com baixos níveis de enxofre e cinzas. Se fossemos pegar um tipo genérico de carvão da Indonésia ele teria uma especificação, assim:

Poder Calorífico.	5600 kcal/kg g.a.d.
Cinzas	6.0%
Enxofre	<1.00%
Umidade	18%

Nós prevemos grandes expansões na demanda de carvão predominantemente na Ásia, Sul da Europa e América do Norte. Todas essas áreas já são atendidas atualmente por carvões provenientes da Indonésia com bom históricos. Apesar dos mercados estarem muito distantes essa demanda se justifica pela capacidade desses tipos de carvão, baixo enxofre e baixa cinza, em se blendar com carvões de altos teores de enxofre e cinzas.

Em relação a Asia , alem da costa oeste da Índia onde a África do Sul é um forte competidor, a Indonésia esta melhor posicionada para atender todos os outros mercados que os outros fornecedores.
A decisão do governo da Indonésia em trocar a geração a óleo por geração a carvão combinado com o crescimento da economia , promoveu uma grande oportunidade para crescer as vendas domesticas. Essas usinas foram especialmente desenhadas para o uso de um carvão sub-betuminoso de baixo poder calorífico.

Os problemas vivenciados pelo mercado de câmbio em 1997 atrasaram os investimentos em geração de energia na Indonésia, entretanto, existem, em desenvolvimento, quatro plantas que podem ter sua capacidade tais como:

- Tanjuntaji 1200MW
- Cilacap 400MW
- Amarang 400MW
- PT PEC Paiton 800MW

No total, essas plantas respondem por um consumo de carvão equivalente a nove milhões de toneladas. Além disso, o governo da Indonésia anunciou planos de substituição de plantas a óleo combustível, no montante de 10.000 MW, por plantas a carvão. Baseado na menor escala energética do carvão, esse volume representa 75 milhões de toneladas de carvão.

Apesar dos aumentos nos preços dos combustíveis, a Indonésia está em busca na redução dos custos de produção. Em outras palavras, ainda há espaço para ganhos comerciais em um mercado ascendente.

O crescimento nas exportações se dará nas Minas de primeira geração, enquanto que para as Minas de segunda e terceira geração, o crescimento será linear. A formação das gerações para as Minas ocorrem de três modalidades contratuais. A maior diferença delas diz respeito ao tempo de exploração da Mina que estabelece que após dez anos de uso, a operação tem que contar com a administração proprietária de Mineradoras da própria Indonésia. Essa condição não se aplica às Minas que pertencem a segunda e terceira geração. Em relação ao Direito Minerário, estabelecido na metade do ano de 2007, os direitos de exploração das Minas serão substituídos por licenças de exploração. Essa norma não garante a sobrevivência dos Contratos de Exploração de Carvão (CEC).

4.2.3 AUSTRALIA

Até recentemente, a Austrália foi o maior exportador de carvão energético, mas a Indonésia superou esse país em 2005. Os números comparativos de exportação em 2005 foram:

- Austrália - 111 milhões de toneladas
- Indonésia – 138 milhões de toneladas

A Austrália produz uma boa variedade de carvão, o que a mantém como uma das maiores exportadoras de carvão metalúrgico. A maioria das exportações oriundas da Austrália é do tipo betuminoso (com a possível exceção do Atol de Blair), que apresenta uma quantidade de cinzas e levados níveis de enxofre que rondam 0,65% da amostra.

A Austrália possui inúmeras reservas, as quais as duas áreas que se destacam em quantidade se localizam nas regiões de New South Wales e Queensland. Existe um histórico de companhias medianas e grandes corporações que estão desenvolvendo programas de aumento na produção.
Estima-se que 60% do carvão exportado sejam embarcados para:

- Anglo Coal
- BHP Biliton
- Xstrata
- Rio Tinto

Um dos problemas enfrentados pela indústria de carvão é de que quando a demanda pelo produto é alta, ocorre um aumento no gargalo para as obras de infra-estrutura. O aumento da demanda ocorrido em 2003 impactou negativamente a atividade portuária que serão necessários três anos de investimento para estabilizar a demanda para escoamento do produto.

A Austrália é a formadora de preços no mercado com custos maiores que a Indonésia. Os produtores na Indonésia manterão os seus custos abaixo do Austrália.

O escoamento da produção de longo prazo irá requerer investimentos nas reservas próximas as áreas que tem investimentos em infra-estrutura, como por exemplo, Surat em Queensland e o campo de produção de carvão de Gunnedah em New South Wales.

A Austrália tem a vantagem de ter o menor risco político.

4.2.4 CHINA

A China é a maior produtora mundial de carvão com produção estimada em 2006 de 2,3 milhões de toneladas e a expectativa para 2007 é que o número alcance 2,7 milhões de toneladas. Esse número deve ser comparado ao total da produção mundial que é de 5,1 bilhões de toneladas. A maior economia oriunda da produção de carvão é a chinesa. Os Estados Unidos vêm logo atrás com uma produção de carvão estimada em 1 bilhão de toneladas. O carvão é um produto estratégico para a economia chinesa.

A produção de carvão tem alcançado um crescimento anualizado de 20% aumentando de 999 toneladas ano em 2000 para 2,3 milhões de toneladas em 2006.

As exportações de carvão energético e metalúrgico no mesmo período cresceram de 55 milhões toneladas em 2000 para 94 milhões toneladas em 2003. Entretanto, o ano de 2006 representou uma diminuição na quantidade exportada que foi de 63 milhões toneladas. Recai sobre a relação entre importações e exportações o maior gargalo nessa área. Uma pequena mudança que afete a balança comercial pode impactar negativamente a relação entre oferta e demanda no mercado internacional de carvão. Nós temos uma interpretação de que a China continuará figurando entre as maiores exportadoras de carvão com provável retração, como a ocorrida em 2003.

O aumento nas importações para os geradores localizados ao Sul impactarão os resultados de balança comercial que podem mover-se para resultados deficitários.

As exportações de minério de ferro para a China oriundas do Brasil encontram oportunidades para negócios envolvendo o frete de retorno.

Enquanto nós recomendamos com cautela a adoção de contratos de longo prazo de suprimento de carvão proveniente da China para a maioria dos consumidores, a percepção é de que o Brasil apresenta vantagens particulares que outros competidores não compartilham.

A nossa expectativa é de que a China de tempos em tempos exportará uma quantidade adicional de carvão para cobrir eventuais desbalanceamentos na demanda interna. Adicionalmente, em vez de firmar contratos de longo prazo, a China poderá realizar compras no mercado spot no futuro.

4.2.5 AFRICA DO SUL

Desde o fim do apartheid, a África do Sul, se estabeleceu como a maior exportadora na região do Atlântico, entretanto aparecem em crescimento acelerado a Colômbia e a Rússia. Em relação ao Black Empowerment, o qual contribui para a extração de 26% do recurso mineral nas mãos dos trabalhadores negros, a indústria exportadora ainda é dominada por três companhias:

- Xstrata

- Anglo

- BHP Biliton

A produção de carvão é concentrada no leste de Transvaal que utiliza a combinação de mineração a céu aberto e mineração profunda. A produtividade é relativamente baixa e os custos em dólares foram mantidos abaixo da média, em função, de baixos salários e câmbio estável. Recentemente, o enfraquecimento do dólar americano colocou pressão na base de custos.
Exportações vem the três portos Maputo, em MoçambiqueDurban, especializado em carvão antracito, e Richard Bay, de longe o mais importante porto para exportação. Richard Bay está para ser expandido em 92 milhões de ton de capacidade com vistas a prover acesso para as novas companhias Black Empowerment (BEE).

O governo sul africano deseja ver mais recursos minerais da África do Sul em mãos das comunidades negras e eles tem uma meta de 26% de empresas BEE. Um dos problemas para estas companhias é que o acesso ao Richard Bay está nas mãos das maiores compnhyias de carvão. A expansão de Richard Bay dará a compnias BEE grande acesso ao mercado de exportação. Na principal reserva adquirida pelas companhias BEE estão as minas pobres que foram abandonadas pelas maiores companhias.

Em 2006 a África do Sul exportou 63 milhões de ton pelo porto de Richard Bay o qual está bem abaixo da capacidade e tem iniciado 2007 muito mau com problemas associados com a infraestrutura ferroviária. Nós sentimos que o problema ferroviário será resolvido em breve mas permanecerá dúvidas quanto a capacidade da África do Sul em exportar mais de 80 milhões de ton por qualquer extensão de prazo. África do Sul é importante em que está bem localizada para servir ambos os mercados, do Antlantico e da Ásia.

4.2.6 RÚSSIA

A exportação da Rússia nas regiões da Asia estão restringidas pela capacidade limitada dos portos. Vostocny e Vanino fornece o principal canal de exportação na região da Ásia. Todavia, expansão está ocorrendo nos menores portos tais como Posiet onde Mechel tem planos para aumentar a exportação para 5 milhões de ton por ano. Adicionalmente SUEK planeja aumentar a exportação por Vanino em 12 milhões de ton. Além disso a expansão ocorrerá

Quando o projeto gigante Elga estará comissionado. Este projeto está em uma disputa com andamento extremante lento entre as autoridades locais, governo central e a estrada de ferro, ainda que é improvável que o carvão estrá em produção até algum tempo além de 2010.

Nos esperamos que a maioria do aumento de toneladas esteja concentrada na região da Ásia do Norte.

A exportação, em contraste , no mercado Europeu está crescendo rapidamente. Estonia e Latvia tem aumentado a sua capacidade de exportação provendo um aumento na capacidade de exportação para o carvão industrial da Rússia. A Rússia está agora expandindo seus próprios portos no Báltico para recapturar este negócio portuário. Nós entretanto temos expectativa de que a exportação da Rússia continue aumentando dentro do mercado Europeu e do Atlântico.

Um dos grandes pontos de venda para o carvão russo é seu baixo teor de enxofre, com a maioria do carvão exportado da região do Kuzbass no leste da Sibéria apresenta enxofre abaixo de 0,4%. Todo o carvão exportado são também bituminoso ou antracitico.

Os custos de mineração são relativamente baixos e Rússia tem a segunda maior reserva de carvão no mundo. O maior problema enfrentado pelos exportadores russo é o custo de transporte de carvão do Kuzbass em vagões ferroviários é algo em torno de 4.000 km até os portos do Báltico alimentando os portos do leste. Como resultado, está no topo dos custos de carvão.

Até que o projeto Elga venha a fluir, a Rússia como a China pode ser melhor avaliado para compra spot quando mercado de carvão está fraco.

4.2.7 EUA

Os Estados Unidos eram o maior exportador de carvão energético e carvão metalúrgico com exportações vindo predominantemente da região central de Appalachian. Com custos de mineração relativamente altos e reservas econômicas em depleção a exportação de carvão energético caiu drasticamente para menos de 4 Mt por ano. É esperado um incremento no ano de 2007 por causa do aumento dos estoques internos de carvão, mas a longo prazo os EUA só podem ser considerados como exportador marginal. O Brasil esta bem localizado para aproveitar qualquer vantagem decorrente dessas exportações que podem surgir no mercado americano. O carvão metalúrgico por outro lado tem-se mostrado constante ao longo dos anos a uma taxa de aproximadamente 20 Mt/ano, apesar de que no longo prazo a tendência é que essas taxas caiam e fiquem em linha com o carvão energético.

4.3. EXPORTADORES EMERGENTES NO MERCADO MUNDIAL

O crescimento da exportação mundial de carvão foi alavancado pelo surgimento de novas áreas de produção. Nos anos 80 era a África do Sul e nos anos 90 a Indonésia. As novas áreas emergentes são:

- Mongólia
- Moçambique
- Botswana
- Bangladesh

Mongólia

A exploração de metais na Mongólia revelou grandes reservas de carvão energético e metalúrgico de alta qualidade ao norte da fronteira com a China. O desenvolvimento dessas reservas esta sendo levado adiante com a intenção de suprir a necessidade de carvão chinesa. Estas reservas ajudarão a satisfazer as necessidades de carvão da China, que terá um impacto indireto no balanço geral de importação e exportação. As importações do sul da China só seriam impactadas se fossem feitos investimento adicionais em linhas férreas e infra-estrutura portuária na Mongólia.

Moçambique

A CVRD está desenvolvendo reservas de carvão em Moçambique. O grande estimulo são as extensas reservas de carvão metalúrgico depositadas em Moatize, entretanto, muito pouco carvão energético será produzido nessa área e os investimentos em infra-estrutura necessários são significativos. Para se tornar uma ameaça real ao mercado de exportação da Indonésia os investimentos necessários em infra-estrutura são muito significativos. O envolvimento da CVRD no projeto da muita credibilidade e há uma grande expectativa de que o projeto avance.

Outros potenciais desenvolvedores da região são: Riversdale da Austrália que está desenvolvendo um projeto próximo a mina de Moatize da CVRD.

Os problemas de infra-estrutura ainda não foram resolvidos, entretanto a CVRD e a Riversdale já estão se manifestando positivamente no sentido de desenvolver a infra-estrutura local. Quando esses problemas se resolverem, Moçambique vai adicionar um grande valor para para os mercados Indiano e Africano. (Informações adicionais sobre o projeto Reveuboe em anexo).

Botswana

Apesar de estar em um estagio inicial de exploração existem indicações de grandes depósitos de carvão (aprox. 2 bilhões de toneladas) existirem em Botswana. Esses depósitos foram explorados no passado pelas grandes empresas de petróleo nos anos 80. O carvão produz um bom produto energético e o desenvolvimento de uma indústria para exportação e possível através da ampliação da ferrovia a RBCT (Porto de Richards Bay, África do Sul) ou até através da Namíbia. Atualmente existem investimentos previstos em desenvolvimento para uma usina termelétrica na boca da mina, porem as vantagens dos ganhos de escala de uma operação de grande porte, não apenas beneficiaram o suprimento a usina termelétrica, mas também ao carvão energético para exportação.

Aviva recebeu o direito de exploração no Projeto Mmamantswe. Estudos iniciais indicam recursos mineráveis de mais de 700 milhões de toneladas.

Bangladesh

Asia Energy propos desenvolver uma mina de carvão no NE de Bangladesh, com uma produção prevista de 10 MMt/ae produzindo um mix de diferentes carvões energéticos com alta qualidade e carvões tipo PCI.

A seguinte proporção de toneladas foram propostas;

- 20% Domestico Energético e Industrial
- 40% Energético
- 40% Indústria do Aço

O projeto sofreu pressão política ambiental uma vez que seria necessária a realocação de um montante significativo de habitantes em Phulbari.
Porem nos entendemos que deverá ser reerguido uma vez que a pressão baixar, a partir de um novo conceito de implantação.

O projeto conta com uma ótima localização para atender o intenso Mercado Indiano alem de promover uma interessante alternativa competitiva ao Mercado da Indonésia.

4.4. QUALIDADE DE CARVÃO

Será necessário um cuidado especial quando for feito o detalhamento do design das usinas termelétricas, por causa da ampla disponibilidade de diferentes tipos de carvões disponíveis no Mercado. Os carvões da China e da Austrália são muito semelhantes em relação a voláteis, cinzas e níveis de enxofre. Estando na parte inferior do range superior dos voláteis (32%) com níveis relativamente altos de cinzas (15%) e médios níveis de enxofre (0,75%). Os carvões da Rússia cobrem um amplo espectro de qualidades, saindo de um ultra baixo nível de voláteis para altos níveis de voláteis betuminosos, porem tem a vantagem de níveis muito baixos de enxofre (<0,4%). Apesar de ser relativamente fácil garantir o fornecimento de carvões com características semelhantes a dos Chineses e Australianos, os carvões da Rússia apresentam a vantagem dos baixos níveis de enxofre, novos desenvolvimentos em jazidas carboníferas no leste asiático irão provavelmente produzir carvões com médio níveis de voláteis (24%-26%).

Os carvões da África do Sul e da Indonésia são significativamente diferentes. O sul africano tende a ter voláteis no range de 24%-26% com médios níveis de cinzas e enxofre. Todos os carvões da Indonésia tendem a ter altos níveis de voláteis (>38%), porem variam amplamente em relação ao conteúdo de umidade, cinzas e enxofre. Grandes volumes de carvão sub betuminoso são minerados com níveis de cinza inferiores a 2% e enxofre menos que 0,2%, porem a umidade supera os 20%.

O Poder Calorífico também varia muito saindo de 4.800kcal/kg n.a.r. até 6.300 kcal/kg n.a.r. os níveis de voláteis também variam efetivamente de 24% (carvão metalúrgico) até 40%.

Esses fatores fazem com que o design da usina se tornem extremante importante uma vez que deverá ser definido o tipo de carvão que ira ser consumido.

A especificarão prevista para a usina termelétrica de PECEM é muito abrangente e cobre um grande espectro de diferentes qualidades podendo consumir quase todos os tipos de carvão disponíveis. Porem ela deverá excluir alguns tipos de carvão sub betuminosos da Indonésia. Esta exclusão se refere apenas as plantas de PECEM e TermoMaranhao, pois as plantas de Açu e Castilla ainda não tem o seu design definitivo.
É possível que esse carvão com baixo poder calorífico venha a ter uma maior participação no mercado internacional do carvão, a partir de uma redução progressiva da disponibilidade de carvões com altos poderes caloríficos.

Estamos assumindo que após o período de comissionamento as usinas estarão aptas a consumir carvões com especificações diferentes daquelas previstas, dessa forma estamos incluindo uma especificação de qualidade de carvão mais ampla na analise de cada pais.

O sumario dos diferentes tipos de carvão esta no Apêndice C.

5. INVESTIMENTOS EM PROJETOS DE MINERAÇÃO DE CARVÃO

Investimentos em parcerias em projetos para suprimento de carvão será um meio válido para garantir no longo prazo o fornecimento do carvão, e dar uma cobertura nas flutuações dos preços de carvão desde que a participação acionária nas minas dê exposição ao movimento do preço do carvão.

O mundo tem extensos recursos de carvão que são amplamente distribuídos em mais continentes. A fonte estatística para reservas cálculos normalmente é a BP Statistical Review. A avaliação indica reservas comprovadas (definidos como aqueles que podem ser explorados sob as atuais condições econômicas), em pouco mais de 900 bilhões de toneladas, aproximadamente, divididos igualmente em carvão "hard" (anthracito e betuminoso) e sub - betuminoso e linheto.

Cerca de 85 por cento das reservas mundiais do carvão estão concentrados em seis países (em ordem decrescente de reservas): Estados Unidos, Rússia, Índia, China, Austrália e África do Sul.

Reservas de Carvão nos 6 Países (2006)

	Antracito e Bituminoso (bilhões ton.)	**Sub-bituminoso and Linheto** (bilhões ton.)
Estados Unidos	111	135
Russia	49	108
India	90	2
China	62	52
Australia	39	40
Africa do Sul	49	-

Fontee: BP Statistical Review

Os Estados Unidos (EUA) sozinha detém 30% de todas as reservas e são o segundo maior produtor. A China é de longe o maior produtor, mas possui apenas metade das reservas de os EUA.

Além disso, existem vastos recursos que existem, mas não classificadas como provados até agora. Existe consenso geral de que o recurso de carvão irá durar pelo menos 100 anos e provavelmente muito mais. Não vemos qualquer impedimento à MPX a realização de investimentos em ambas as operações em mina de carvão e projetos em fase inicial devido a existência de grandes reservas de carvão vapor no mundo e ao fato de que eles são geograficamente dispersas ao longo de mais continentes.

5.1. CUSTOS DE AQUISIÇÃO E PRODUÇÃO DE ATIVOS

Antes de 2004, o custo médio industrial de aquisição de ativos produtores de carvão estava nas imediações de USD30 / t de produção anual. Análise da jurisprudência transações desde 2005 mostra o custo médio de aquisição aumentou para USD91 / t de produção anual. Este aumento significativo é uma conseqüência da atual alta dos preços do carvão.

Date	Target	Country	Acquiror	Coal Type	Production (mtpa)	Price (USDm)	%	Price per tpa (USD/tpa)
Jun 07	Kaltim Prima Coal PT & Arutmin Indonesia PT	Indonesia	Tata Power Co Ltd	T	53.5	1,300	30%	81.00
Jun 07	Gloucester Coal Ltd	Australia	AMCI Investments Pty Ltd	SSCC & T	2.0	34	10%	172.82
May 07	Whitehaven Coal Mining Ltd	Australia	Pecten Corp Ltd	PCI, SSCC & T	1.6	265	100%	165.59
Oct 06	Kaltim Prima Coal PT	Indonesia	Minang Jordanindo PT	T	36.0	62	5%	34.44
Oct 06	Excel Coal Ltd	Australia	Peabody Energy Corp	HCC, PCI & T	15.7	1,542	100%	98.22
Jul 06	Koorfontein Mine	South Africa	Siyanda Resources	T	3.0	75	100%	25.00
May 06	Carbones del Cerrejon SA	Colombia	Xstrata PLC	T	32.0	1,712	33%	160.66
Feb 06	Carbones Colombianos del Cerrejon	Colombia	Adean Coal Corp	T	1.0	38	100%	37.50
Nov 05	Austral Coal Ltd	Australia	Centennial Coal Co Ltd	HCC, SSCC & T	2.8	225	86%	95.56
Jun 05	Adaro Indonesia PT	Indonesia	Investor Group	T	21.4	544	40%	63.55
Apr 05	White Mining Ltd	Australia	Felix Resources Ltd	SSCC & T	1.6	174	100%	108.84
Jan 05	La Jagua Coal Mine	Colombia	Glencore International AG	T	2.3	110	100%	47.83
Mean								**90.92**

Fonte: Standard Bank Company e relatórios

Transações em ativos de carvão para uma larga faixa de valores refletem a qualidade dos ativos e à percepção dos riscos soberanos. Como uma referencia os custos médios de produção das minas de carvão que operam na Austrália são mais elevados do que as suas contra-partes na indonésia; porém, ativos da Indonésia são comercializados menores e múltiplos. O elevado valor pago pela Xstrata para Carbones do Cerrejon SA, em Columbia (USD161 / tonelada de produção anual), é um reflexo da alta qualidade e baixo custo de produção para este ativo. Isso é típico em que a transação de um ativo de custo baixo e de longa vida apresenta um valor de prêmio elevado, sobretudo se houver espaço para expandir produção.

5.2. INVESTIMENTOS EM PROJETOS EM ESTÁGIO INICIAL

Alternativas para adquirir minas de carvão incluem entrar em de acordos de parcerias ("JVs"),com empresas de exploração e desenvolvimento, proporcionando projeto de financiamento através instrumentos tais como obrigações convertíveis ou adquirir participações no capital concorrentes offtake acordos.

Para dar uma indicação de termos, estrutura e preço theses tipos de transação apresentamos os seguintes exemplos recentes:

Columbia

SENSITIVE INFORMATION

Indonesia

SENSITIVE INFORMATION

Australia

SENSITIVE INFORMATION

South Africa

SENSITIVE INFORMATION

6. MERCADO FINANCEIRO DO CARVÃO (PAPER COAL)

Como um passo para acelerar a "comodização" do carvão, um mercado financeiro foi estabelecido nessa área. em parte isso se deve à liberalização dos mercados de eletricidade na europa e da maior incerteza relacionada ao preço de mercado da eletricidade, mas também há aqueles que vislumbram aqui a oportunidade de obter lucros aproveitando os movimentos no preço do carvão. a diferença fundamental entre os mercados financeiro (paper market) e o mercado físico é que no mercado financeiro o carvão propriamente dito não passa de uma parte para a outra na negociação.

Esse movimento em direção ao mercado financeiro do carvão (paper trading) tem sido muito forte principalmente na europa. os corretores estabeleceram vários instrumentos relacionados a vários portos de carga ou descarga que fazem parte do comércio de carvão europeu e oferecem swaps e opções nesses pontos com a qualidade padronizada e condições de carga/descarga.

O instrumento mais conhecido é o API 2 (All Publications Index 2) que é utilizado para apoiar os negócios feitos no noroeste europeu. Swaps e opções são estabelecidos tendo por base o preço spot do carvão entregue nos portos ARA. A qualidade padrão é 6,000 kcal/kg nar (net as received – líquido como recebido) e a base é o preço do carvão entregue a ARA.

O índice API4 tem importância especial para o Mercado do Atlântico. Este índice reflete o preço FOB do carvão de mesma qualidade ex Richards Bay. Já que o preço do carvão sul americano e sul africano tendem a se movimentar juntos e não há um índice sul americano específico, o API4 pode ser usado como índice apesar de não fornecer um hedge perfeito.

O Mercado financeiro do carvão (paper market) cresceu de forma significativa desde seu início com 89mt comercializados em 2001. Estima-se que mais de 1bn de toneladas foram comercializadas em 2006. Quanto esse valor é comparado ao comércio físico para a Europa de 180mt pode-se perceber que o carvão está se aproximando do petróleo no sentido de que muito mais carvão é vendido no mercado financeiro do que fisicamente.

O comércio de derivatives no Mercado financeiro se tornou mais comum dentre as concessionárias de serviços européias já que permite que elas se garantam em oposição aos preços fixados e assim planejar sua utilização do carvão. Da mesma forma, os produtores podem utilizar esse mercado para garantir suas receitas. Deve-se assinalar que elimina-se possíveis ganhos em preço caso o preço do carvão se mostre abaixo da curva futura. Por outro lado, também elimina as perdas que ocorreriam se as compras sofressem atrasos e os preços de mercado subissem acima da mesma curva. Os derivativos permitem que o comprador garanta a certeza.

Apesar de normalmente serem utilizados para cobrir os negócios em até três anos, a presença dos grandes bancos na comercialização de derivativos significa que é possível cobrir as posições de aproximadamente 10 anos. O mercado financeiro do carvão ainda está se desenvolvendo e acreditamos que a medida que ele vá se sofisticando e mais agentes ingressem nesse mercado, tanto os fornecedores de carvão quanto os usuários desenvolverão estratégias de hedging para o preço do carvão. Já que a fase um da planta Acu no Brasil estará sujeita ao risco do preço do combustível devido ao fato de que o mecanismo de reajuste para a eletricidade vendida será baseado apenas na inflação brasileira, o mercado financeiro (paper market) representa um mecanismo viável para garantir preços de fornecimento de carvão futuro para servir como hedge contra esse risco.

7. ASSEGURANDO O CARVÃO PARA OS PROJETOS DE USINAS DE ENERGIA

7.1. FATORES DE FORNECIMENTO

Deve-se prestar atenção ao fato de que não há certo e errado na forma de comprar o carvão para um projeto de usina de energia já que cada projeto deve ser considerado em seus próprios méritos.

Fatores que serão importantes:

a) O tamanho do Projeto

b) O Risco no Mercado de Eletricidade

c) O Risco do Preço de Combustíveis

d) Segurança do Fornecimento

e) O Apetite do Projeto para Riscos

7.1.1 O TAMANHO DO PROJETO

O tamanho do projeto determinará seu poder de compra. Por exemplo, um projeto que comprará 1mt/ano de carvão terá poder de compra menor que outro que compre 10mt/ano

Entretanto, em qualquer momento específico uma usina que compra pequenas quantidades de carvão provavelmente terá menos dificuldade de assegurar o fornecimento adequado de carvão quando a oferta/demanda estiverem limitados, já que pode aproveitar quantidades menores de carvão que venham a surgir no mercado. Também podem considerar uma estratégia de prazo maior para assegurar carvão proveniente de operações que produzem menores quantidades de carvão.

Projetos maiores têm um risco maior de assegurar o fornecimento e precisam comprar o carvão em quantidades maiores. Esse fato em si força projetos grandes em direção a operações de produção de carvão em larga escala, já que desejarão receber grandes quantidades de carvão regularmente.

7.1.2 O RISCO NO MERCADO DE ELETRICIDADE

O risco no Mercado de eletricidade engloba a concorrência de outros geradores e a concorrência dos combustíveis alternativos. Esses fatores poderiam resultar em variações no fator de carga da usina que alterarão a demanda pelo carvão de ano a ano.

Esse é um problema especial em países desenvolvidos que têm a habilidade de trocar de fonte de eletricidade entre fontes de geração a carvão e a gás. Não acreditamos que será uma questão séria nos países em desenvolvimento com forte demanda de eletricidade. Nessas circunstâncias esperaríamos que a usina geradora operaria com faotres de carga altos e previsíveis.

Onde a variação na demanda do carvão for esperada de ano a ano, isso limitaria a quantidade de carvão que a usina poderia se comprometer a receber em qualquer ano específico. Essa situação pode ser acomodada através da colocação de um certo nível de opcionalidade nos arranjos de fornecimento e/ou deixando uma porcentagem de compras no mercado spot.

7.1.3 O RISCO DO PREÇO DE COMBUSTÍVEIS

Volatilidade nos mercados de energia significa que usinas de energia a carvão estão expostas ao risco do preço de combustíveis.

Onde for possível, é desejável ter alguma forma de hedge contra o risco de preço. Os hedges podem variar e o melhor é sem dúvida aquele no qual os custos de combustível podem ser passados diretamente para o consumidor final. É provável que nessas circunstânciasserá necessário alguma forma de aprovação regulamentadora para garantir que os preços são justificáveis. Há casos como o das Filipinas, por exemplo, no qual o consumidor de eletricidade é de fato quem compra o carvão.

Uma indústria toda de derivatives está sendo desenvolvida para fornecer instrumentos financeiros (swaps e opções) para cobrir o risco de preço do carvão. Atualmente ultra desenvolvidos na Europa, onde os geradores estão expostos ao risco do preço do consumidor, esses instrumentos estão sendo desenvolvidos no mercado asiático. Entretanto, eles têm grande relevância nas exportações de carvão sul americana e sul africana devido ao grande volume de vendas para a Europa.

Outro método viável de fazer o hedge do risco do preço do carvão é investir em ativos de carvão (coal assets), tanto na produção e nas fases iniciais de exploração, como nos ativos do desenvolvimento. Acreditamos que essa é uma estratégia sólida e recomendamos que a MPX investigue possíveis oportunidades de investimento, especialmente para fornecer 2.5mt/ano para a fase um da usina Acu, onde os riscos do preço do carvão não são passados para o usuário.

7.1.4 SEGURANÇA DO FORNECIMENTO

Preocupações relacionadas a segurança do fornecimento começaram a reaparecer após duas décadas quando o mercado de carvão apresentava superfornecimento. Uma tendência na direção de aumentar as proporções do carvão spot reverteu-se e os consumidores de carvão novamente estão se interessando na propriedade de minas de carvão. Limitações nos portos na Austrália e exportações reduzidas a partir da China reforçaram a importância de se ter fontes fornecedoras seguras.

O Mercado asiático ainda está fortemente comprometido em contratos de longo prazo com fornecedores de carvão. Os preços em queda em termos reais e nominais tornaram, até 2003, essa abordagem sensata, senão especialmente aventureira.

Tradicionalmente os compradors estavam preparados para pagar um ágio (premium) para assegurar o fornecimento em contratos de longo prazo, apesar desse ágio vir sofrendo diminuições num clima de superabastecimento que vigorava até recentemente.

No caso de novos projetos de carvão os produtores buscarão ativamente compremissos de fornecimento de longo prazo apoiar o financiamento do projeto. Este ainda é um dos melhores caminhos de ingresso nos contratos de longo prazo e também pode ser unido ao investimento no próprio ativo da mineração de carvão.

Os japoneses e em menor grau os coreanos estabelecerem uma posição forte no mercado australiano através do investimento em minas de carvão australianas. Os investidores são principalmente os grandes comerciantes, siderúrgicas e concessionárias. Os investimentos tendem a ser minoritários, mas há exceções: por exemplo, a BMA (BHP Mitsubishi Alliance) que é uma aliança 50/50 entre a BHP Billiton e a Mitsubishi.

Os desenvolvedores dos novos grandes projetos de energia da India estão optando pelo caminho do investimento nas operações de mineração. A Tata Power que está desenvolvendo a usina MW Mundra de 4.000 MW comprou 30% da PT Bumi Resources na Indonésia e planeja desenvolver um depósito de 10mt/ano para atender às suas próprias necessidades. Mais recentemente vimos empresas indianas tais como a Gujarat NRE Coke Ltd e a Gremach Infrastructure Equipment & Project Ltd investirem em projetos de carvão na Austrália, Nova Zelândia e Moçambique.

A MPX tem capacidade prórpria de desenvolvimento de negócios na área de carvão, com pessoal e recursos apropriados de modo a tornar o investimento em projetos de carvão uma estratégia viável para assegurar o fornecimento de carvão a longo prazo e até certo ponto garantir os preços. A MPX já tem experiência significativa nas operações de mineração através das empresas que fazem parte do grupo, especialmente em jazidas de ferro, e portanto vemos esse fator como uma estratégia potencial para agregar valor. Com relação a garantir preços fixos no fornecimento de carvão, se a MPX obtiver controle majoritário dos ativos da produção de carvão, os preços de venda FOB poderiam ser conectados ao custo de produção (custo de produção mais ajuste da inflação anual).

7.1.5 O APETITE DO PROJETO PARA RISCOS

Projetos de carvão vão desde usinas de comércio que vendem no mercado de energia em concorrência com os outros, até aqueles que passam todos os custos para o consumidor. Entre uma ponta e a outra estão usinas que correm riscos operacionais mas cobrem seus custos de combustível através de vários arranjos.

Aqui iremos nos ater ao risco do preço do combustível. Se a usina for exposta ao risco de preço do combustível a curto ou a longo prazo, esse fator influenciará a abordagem utilizada por ela na compra de combustível. Nessas circunstâncias, a usina desejará minimizar o custo de combustível. Até o pico de 2003, isso poderia ter sido feito através da compra cuidadosa no mercado spot. Pós-2003 tal abordagem resultaria num aumento rápido nos custos com combustível, porque a usina não teria cobertura a longo-prazo concluída durante o mercado mais reprimido pré-2003.

A compra bem sucedida geralmente pode ser realizada através da boa interpretação do mercado e do momento (timing) das compras. Acreditamos que a MPX, com o pessoal adequado, desenvolverá conhecimento especializado no mercado de carvão internacional e será capaz de implementar e executar estratégias de fornecimento de carvão eficazes e efetivas até 2011, antes do comissionamento de sua primeira usina de energia a carvão.

7.2. FORMA COMO O COMÉRCIO INTERNACIONAL DO CARVÃO FUNCIONA

A Ásia e a Europa seguiram caminhos distintos com relação à forma como compram carvão. Os compradores asiáticos tenderam a comprar grande proporção de carvão em contratos de longo prazo deixando apenas uma pequena proporção do carvão para ser comprado a curto prazo. Também se mostraram muito mais dispostos a investir nas operações de carvão para garantir uma proporção da produção de uma mina.

Em contraste, o Mercado atlântico tem sido predominantemente um Mercado spot. Ao longo das últimas duas décadas, até o pico de preços de 2003, havia pouca preocupação com relação a segurança do fornecimento. Entretanto, a proporção de negócios a longo prazo está crescendo.

Na Ásia, a maioria dos contratos a longo prazo são feitos anualmente. Com preços que premanecem relativamente modestos e comparativamente com pouca oscilação de fornecedores tais como os indonésios, que estavam tentando aumentar seu volumen de negócios, têm oferecido em alguns casos preços que se mantêm durante até 5 anos. Acreditamos que tais contratos seriam difíceis de se estabelecer no clima atual, entretanto, qualquer redução prolongada no preço do carvão devido a superfornecimento provavelmente tornará essa opção disponível novamente. Fornecedores na Austrália e Indonésia, ao mesmo tempo que estão interessados em atrair contratos de longo prazo, provavelmente continuarão buscando contratos anuais. Um mercado financeiro (paper market) está se desenvolvendo na Austrália, mas ainda com baixa liquidez. A longo prazo esperamos que produtos derivativos que possam ser colocados em contratos de longo prazo se desenvolvam.

Contratos de longo prazo existem sim e podem ser feitos no Mercado atlântico, mas quase sempre estes estarão relacionados ao mercado financeiro (paper market), com preços ou indexados a ele ou oferecendo preços que refletem a curva futura. Isso significa que em termos de liquidez que um preço fixado atraente seria extremamente difícil de ser obtido em um contrato de mais de 3 anos.

Em contraste a indústria marítma tem uma longa tradição de oferecer contratos de afretamento de longo prazo. As tarifas de longo prazo são estreitamente relacionadas ao custo de construção de novas embarcações, a medida que os proprietários de navios buscam retono no investimento envolvido na construção de embarcações.

8. CONCLUSÃO

8.1. GERAL

Atualmente não há, no balanço entre oferta e demanda no mercado de carvão, excesso de oferta, se comparada com outras *commodities*. Mas uma vez que os gargalos de infra-estrutura não existam mais em paises como Austrália e África do Sul, os produtores de carvão tem reservas suficiente para atender o nível de demanda internacional esperado sem que o balanço fique tão apertado. Esperamos que esses gargalos de infra-estrutura sejam resolvidos até 2010.

Estamos confiantes de que a indústria naval será, no médio e longo prazo, capaz de assegurar a demanda internacional de comercialização de carvão, através de investimentos para o incremento da capacidade total de transporte.

Investimentos na aquisição/operação de minas é um caminho para assegurar a oferta de carvão. Entretanto não é uma solução absolutamente necessária, dado que é possível estabelecer contratos de longo prazo de fornecimento. A performance das empresas de exportação da *commodity*, em relação aos contratos de suprimento de longo prazo, tem sido extremamente satisfatória, com um grande comprometimento em honrar a quantidade comprometida pelo contrato. As exportadoras que fazem este tipo de contrato geralmente são empresas que estão agregando novas minas e pretendem ganhar posição no mercado.

A qualidade especificada para o carvão da UTE MPX (Pecém) não é restritiva em termos de qualidade de carvão disponível no mercado internacional. É nosso entendimento de que apesar de os parâmetros para as outras usinas ainda não terem isso definidos, a qualidade do carvão não será uma condição restritiva. Nós, portanto não vemos nenhum problema em se garantir carvão com os parâmetros de qualidade que forem definidos. Existem ainda grandes oportunidades de otimização da estratégica de suprimento de carvão, fazendo uma combinação de carvão de características diferentes e de diversão regiões. Isto melhora a segurança do abastecimento e flexibilidade em termos de redução global de custos abastecimento.

Qualquer que seja a estratégia adotada para assegurar o carvão, a prática atual de mercado é vincular o preço contratado ao preço de mercado, indexado a algum índice ou a renegociações anuais de preço. É possível reduzir o risco de preço associado ao combustível utilizando derivativos, investindo em projetos de carvão e mantendo uma estratégia flexível de compra e venda de carvão. Com os pontos levantados, nós recomendamos à MPX que desenvolva internamente toda a *expertise* para desenvolver essas estratégias.

8.2. ESTRATÉGIA DE FORNECIMENTO RECOMENDADA À MPX

A fonte predominante de carvão para a MPX devem ser os exportadores na América do Sul. As reservas de carvão nesta região são muito significativas e existem muitas oportunidades para expandir a produção. A fim de proporcionar um grau de segurança no fornecimento, pode-se comprar carvão da China para atender à demanda das térmicas no Brasil e também operações na Austrália, África do Sul, Rússia e Indonésia em para suprir a demanda tanto das operações do Brasil quanto as operações no Chile. Há oportunidades no mercado americano para compra de carvão no mercado spot quando a procura interna nos EUA estiver baixa. Também há reservas significantes no Canadá que podem ser exportadas para o Chile.

Nós acreditamos que a MPX vai poder alavancar significantemente suas sinergias e economia com custos de embarcação, manuseio de carga e transporte devido aos seguintes fatores:

- Utilização da infra-estrutura de transporte da LLX (companhia do mesmo grupo);
- Ganhos de frete retorno na importação do carvão, utilizando a volta dos navios que estarão exportando minério de ferro da MMX (companhia do mesmo grupo).

As usinas termoelétricas, tem as seguintes opções, e a escolha de cada uma dependerá do risco de combustível que cada planta pode assumir:

- Comprar de carvão no mercado *spot*. Esta alternativa é muito eficiente se o balanço oferta e demanda está a favor do comprador, porém expõe a usina a riscos de aumento de preço. Deixar uma parte da demanda total da usina no mercado *spot* é justificável se a usina não for operar na base.
- Comprar carvão com contratos de médio prazo (menos de 3 anos). Comentários similares podem ser feitos em se comparada com a opção de comprar no *spot,* porém um contrato de médio prazo devidamente pode reduzir a exposição ao preço *spot*. Com contratos deste tipo é possível obter preços fixos apesar de eles serem fortemente susceptíveis a refletir os preços das curvas futuras de preço de carvão.
- Comprar carvão através de contratos de longo prazo (maiores do que 3 anos). Contratos de longo prazo usualmente tem renegociações anuais de preço ou reajustes de preço indexados a algum índice de mercado.
- Considerar investimentos em operações de carvão na Colômbia, Venezuela, Indonésia e Austrália. As principais oportunidades são na associação com empresas do setor de mineração que estão em fase inicial, particularmente na Austrália, África do Sul e Indonésia. Há, entretanto muita competição para essas oportunidades de investimento, particularmente de consumidores da Índia. Este alternativa oferece garantia de suprimento e garantia de preços fixos, indexados ao custo de operação da mina. Em qualquer caso, a parcela de equity aplicado na mina de carvão garante que o proprietário da mina terá um ganho adicional na participação devida no lucro da mina incrementar junto ao incremento de preço.
- Considerar investimentos em reservas de carvão que ainda necessitam ser desenvolvidas. Atualmente esta parece ser uma opção mais barata do que a aquisição de um ativo operacional e pode oferecer mais controle na flutuação do preço. Entretanto, um investimento desta natureza traria todos os riscos de desenvolvimento da mina agregados a ele e também poderia requerer investimentos consideráveis em infra-estrutura de transporte incluindo ferrovias e instalações portuárias.

- Os contratos de longo prazo e os investimentos em minas dedicadas podem ser cobertos por contratos de afretamento e quando o mercado ficar mais maduro, a aquisição de navios de segunda mão para transporte de carvão pode ser considerada.
- No caso da primeira fase da UTE Porto do Açu I, onde os preços de energia serão fixos e reajustados a inflação brasileira, a MPX estará exposta ao risco do preço do combustível no fornecimento de carvão de até 2,5 Mt/ano. Nós recomendamos entretanto que a MPX construa uma estratégia baseada em contratos de longo prazo e investimentos em ativos de carvão de forma a minimizar o risco do preço.

8.3. CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE CARVÃO DE LONGO PRAZO

Para as usinas UTE Açu e UTE MPX (Pecém) no Brasil e para a UTE Castilla no Chile, o custo estimado de carvão de várias regiões (incluindo o custo de frete para cada tipo de navio a ser utilizado) estão indicados nas tabelas abaixo. Nós acreditamos que a MPX poderá negociar preços de fornecimento de carvão de longo prazo tanto para o Brasil quanto para o Chile. Entretanto, é mais provável que a MPX consiga melhores negociações de preço caso o carvão seja fornecido por uma mina de carvão dedicada. Com isso, os preços seriam ainda menores do que os indicados nas tabelas abaixo.

FOB

Colombian (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	53.80	53.63	53.58	53.07	51.78	51.48	51.89	52.16	51.71	54.05	54.83
Short Term	57.00	55.00									

Venezuelan (6,700 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	61.59	61.40	61.34	60.78	59.34	59.00	59.46	59.76	59.26	61.87	62.75
Short Term	66.57	63.87									

South African (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	54.80	54.63	54.58	54.07	52.78	52.48	52.89	53.16	52.71	55.05	55.83
Short Term	58.00	56.00									

Australia NSW (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	54.57	53.84	52.53	52.69	52.04	52.04	52.35	52.41	52.71	55.04	54.59
Short Term	65.00	58.00									

Indonesian (5,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	44.48	43.89	42.82	42.95	42.42	42.42	42.67	42.72	42.96	44.87	44.50
Short Term	49.64	47.86									

Freight to Chile

	(USD/t)	Ship
Colombia	12	Panamax
Venezuela	14	Panamax
South Africa	*n/a*	*n/a*
Australia NSW	14	Cape
Indonesia	12	Cape

CIF - Delivered to Chile

Colombian (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	65.80	65.63	65.58	65.07	63.78	63.48	63.89	64.16	63.71	66.05	66.83
Short Term	82.00	78.00									

Venezuelan (6,700 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2013	2012	2013	2015	2020	2025
Base	75.59	75.40	75.34	74.78	73.34	73.00	73.46	73.76	73.26	75.87	76.75
Short Term	94.57	88.87									

Australia NSW (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	68.57	67.84	66.53	66.69	66.04	66.04	66.35	66.41	66.71	69.04	68.59
Short Term	95.00	85.00									

Indonesian (5,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	56.48	55.89	54.82	54.95	54.42	54.42	54.67	54.72	54.96	56.87	56.50
Short Term	81.64	76.86									

Freight to Brazil

	(USD/t)	Ship
Colombia	8	Cape
Venezuela	10	Panamax
South Africa	11	Cape
Australia NSW	13	Cape
Indonesia	10	Cape

CIF - Delivered to Brazil

Colombian (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	61.80	61.63	61.58	61.07	59.78	59.48	59.89	60.16	59.71	62.05	62.83
Short Term	97.00	95.00									

Venezuelan (6,700 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2013	2012	2013	2015	2020	2025
Base	71.59	71.40	71.34	70.78	69.34	69.00	69.46	69.76	69.26	71.87	72.75
Short Term	108.57	103.87									

South African (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	65.80	65.63	65.58	65.07	63.78	63.48	63.89	64.16	63.71	66.05	66.83
Short Term	82.00	76.00									

Australia NSW (6,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	67.57	66.84	65.53	65.69	65.04	65.04	65.35	65.41	65.71	68.04	67.59
Short Term	93.00	83.00									

Indonesian (5,000 kcal/kg n.a.r.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Base	54.48	53.89	52.82	52.95	52.42	52.42	52.67	52.72	52.96	54.87	54.50
Short Term	81.64	76.86									

Notes
All prices are real in USD 2007 money
Base = Long term contract renegotiated annually
Short term = Prevailing spot price
These figures for both freight and coal are based on the McCloskey Base Case scenario, also outlined in Appendix A.

PRICE FORECAST

Price Forecast

The McCloskey group have their own supply/demand model that we employ to derive forward coal prices.

This has been used to derive delivered prices for coal from various supply countries into Brazil and Chile. Other than where there are constraints e.g. the Panama Canal we have assumed that the coal will be delivered in Cape sized vessels.

The results are shown in Appendix A.

A brief explanation of the methodology is shown in Appendix B

APPENDIX A

ATLANTIC SUPPLIERS

CIF ARA Atlantic Suppliers

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
21	High	82.81	84.02	85.25	86.51	87.84	89.07	89.98	91.71	93.05	98.65	105.59
13	Base	66.80	66.63	66.58	66.07	64.78	64.48	64.89	65.16	64.71	67.05	67.83
9	Low	58.11	55.56	55.01	53.21	52.61	52.16	51.79	51.13	51.1	48.51	46.50
Short term CIF ARA		82	76									

COLOMBIA 6000 kcal/kg n.a.r.

Colombian FOB		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
	High	61.81	63.02	64.25	65.51	66.84	68.07	68.98	70.71	72.05	77.65	84.59
	Base	53.80	53.63	53.58	53.07	51.78	51.48	51.89	52.16	51.71	54.05	54.83
	Low	49.11	46.56	46.01	44.21	43.61	43.16	42.79	42.13	42.10	39.51	37.50
Short Term Freight Bolivar to ARA		25	21									
	Short Term FOB	57	55									

Colombian Delivered to Chile Panamax		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Freight to Chile												
20	High	81.81	83.02	84.25	85.51	86.84	88.07	88.98	90.71	92.05	97.65	104.59
12	Base	**65.80**	**65.63**	**65.58**	**65.07**	**63.78**	**63.48**	**63.89**	**64.16**	**63.71**	**66.05**	**66.83**
10	Low	59.11	56.56	56.01	54.21	53.61	53.16	52.79	52.13	52.10	49.51	47.50
Short Term Freight Bolivar to Chile		25	23									
Short Term CIF Chile		**82**	**78**									

Colombian Delivered to Brazil Cape		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Freight to Brazil												
14	High	75.81	77.02	78.25	79.51	80.84	82.07	82.98	84.71	86.05	91.65	98.59
8	Base	**61.80**	**61.63**	**61.58**	**61.07**	**59.78**	**59.48**	**59.89**	**60.16**	**59.71**	**62.05**	**62.83**
5	Low	54.11	51.56	51.01	49.21	48.61	48.16	47.79	47.13	47.10	44.51	42.50
Short Term Freight Bolivar to Brazil		40	40									
Short Term CIF Chile		**97**	**95**									

VENEZUELA 6700 kcal/kg n.a.r.

Venezuelan FOB		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
	High	71.48	72.82	74.20	75.60	77.09	78.46	79.47	81.41	82.91	89.16	96.91
	Base	61.59	61.40	61.34	60.78	59.34	59.00	59.46	59.76	59.26	61.87	62.75
	Low	55.89	53.04	52.43	50.42	49.75	49.25	48.83	48.10	48.06	45.17	42.93
	Short term	91.57	84.87									
	Short term FOB	66.57	63.87									

Venezuelan Delivered to Chile Panamax		2007	2008	2009	2010	2011	2013	2012	2013	2015	2020	2025
Freight to Chile												
22	**High**	93.48	94.82	96.20	97.60	99.09	100.46	101.47	103.41	104.91	111.16	118.91
14	**Base**	75.59	75.40	75.34	74.78	73.34	73.00	73.46	73.76	73.26	75.87	76.75
12	**Low**	67.89	65.04	64.43	62.42	61.75	61.25	60.83	60.10	60.06	57.17	54.93
Short Term Freight Maracaibo to Chile		28	25									
Short Term CIF Chile		94.57	88.87									

Venezuelan Delivered to Brazil Panamax		2007	2008	2009	2010	2011	2013	2012	2013	2015	2020	2025
Freight to Brazil												
16	**High**	87.48	88.82	90.20	91.60	93.09	94.46	95.47	97.41	98.91	105.16	112.91
10	**Base**	71.59	71.40	71.34	70.78	69.34	69.00	69.46	69.76	69.26	71.87	72.75
7	**Low**	62.89	60.04	59.43	57.42	56.75	56.25	55.83	55.10	55.06	52.17	49.93
Short Term Freight Maracaibo to Brazil		42	40									
Short Term CIF Chile		108.57	103.87									

SOUTH AFRICA

6000kcal/kg n.a.r.

South African FOB		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Richards Bay to ARA												
20	**High**	62.81	64.02	65.25	66.51	67.84	69.07	69.98	71.71	73.05	78.65	85.59
12	**Base**	54.80	54.63	54.58	54.07	52.78	52.48	52.89	53.16	52.71	55.05	55.83
8	**Low**	50.11	47.56	47.01	45.21	44.61	44.16	43.79	43.13	43.10	40.51	38.50
Short Term Freight R Bay to ARA		24.00	20.00									
	Short Term FOB	58.00	56.00									

S.African Delivered to Chile Panamax		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Freight to Chile												
25	**High**	87.81	89.02	90.25	91.51	92.84	94.07	94.98	96.71	98.05	103.65	110.59
17	**Base**	**71.80**	**71.63**	**71.58**	**71.07**	**69.78**	**69.48**	**69.89**	**70.16**	**69.71**	**72.05**	**72.83**
15	**Low**	65.11	62.56	62.01	60.21	59.61	59.16	58.79	58.13	58.10	55.51	53.50
Short Term Freight R.Bay		32	27									
Short Term CIF		**90.00**	**83.00**									

S.African Delivered to Brazil Cape		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Freight to Brazil												
18	**High**	80.81	82.02	83.25	84.51	85.84	87.07	87.98	89.71	91.05	96.65	103.59
11	**Base**	**65.80**	**65.63**	**65.58**	**65.07**	**63.78**	**63.48**	**63.89**	**64.16**	**63.71**	**66.05**	**66.83**
8	**Low**	58.11	55.56	55.01	53.21	52.61	52.16	51.79	51.13	51.10	48.51	46.50
Short Term Freight R.Bay		24	20									
Short Term CIF		**82.00**	**76.00**									

PACIFIC SUPPLIERS

Steam Coal CIF Japan

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
20	**High**	84.23	85.39	86.58	86.82	87.83	88.55	89.49	89.79	90.46	95.84	102.79
13	**Base**	67.57	66.84	65.53	65.69	65.04	65.04	65.35	65.41	65.71	68.04	67.59
7	**Low**	52.70	52.21	51.73	51.26	50.31	49.63	49.39	49.26	49.08	48.24	47.65
Short term CIF		95	88									

AUSTRALIA

6000 kcal/kg n.a.r.

FOB Australia NSW		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
	High	64.23	65.39	66.58	66.82	67.83	68.55	69.49	69.79	70.46	75.84	82.79
	Base	54.57	53.84	52.53	52.69	52.04	52.04	52.35	52.41	52.71	55.04	54.59
	Low	45.70	45.21	44.73	44.26	43.31	42.63	42.39	42.26	42.08	41.24	40.65
Short Term CIF		95	88									
Short Term Freight		33.00	30.00									
Short TermFOB		**65.00**	**58.00**									

Australian Delivered to Chile Cape		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Freight to Chile												
22	High	86.23	87.39	88.58	88.82	89.83	90.55	91.49	91.79	92.46	97.84	104.79
14	Base	**68.57**	**67.84**	**66.53**	**66.69**	**66.04**	**66.04**	**66.35**	**66.41**	**66.71**	**69.04**	**68.59**
10	Low	55.70	55.21	54.73	54.26	53.31	52.63	52.39	52.26	52.08	51.24	50.65
Short Term Freight Newc to Chile		30	27									
Short Term CIF Chile		**95.00**	**85.00**									

Australian Delivered to Brazil Cape		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Freight to Brazil												
21	High	85.23	86.39	87.58	87.82	88.83	89.55	90.49	90.79	91.46	96.84	103.79
13	Base	67.57	66.84	65.53	65.69	65.04	65.04	65.35	65.41	65.71	68.04	67.59
9	Low	54.70	54.21	53.73	53.26	52.31	51.63	51.39	51.26	51.08	50.24	49.65
Short Term Freight Newc to Brazil		28	25									
Short Term CIF Chile		**93.00**	**83.00**									

INDONESIA

High Quality Indonesian Sub Bituminous

5000 kcal/kg n.a.r.

Methodology 1 Alignment to delivered price of Australian Coal into Japan

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Freight Indonesia to Japan												
16	High	53.11	54.05	55.02	55.22	56.05	56.63	57.40	57.65	58.20	62.59	68.26
11	Base	44.40	43.81	42.74	42.87	42.33	42.33	42.59	42.64	42.88	44.79	44.42
8.5	Low	34.70	34.31	33.91	33.53	32.76	32.20	32.01	31.90	31.75	31.07	30.58
Short Term Freight Indo to Jap		28.00	24.00									
Short term FOB Indonesia		50.14	48.35									

Methodology 2 Alignment to Australian FOB Newcastle

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
	High	52.45	53.40	54.37	54.57	55.40	55.98	56.75	57.00	57.54	61.94	67.61
	Base	44.56	43.97	42.90	43.03	42.50	42.50	42.75	42.80	43.05	44.95	44.58
	Low	37.32	36.92	36.53	36.14	35.37	34.82	34.62	34.51	34.36	33.68	33.20
Short term FOB Indonesia		49.14	47.38									

Average taken of 2 methodologies to produce Indonesian FOB

High Quality Indonesian Sub Bituminous												
Basis 5000 kcal/kg nar												
Freight		2007	2008	2009	2010		2012		2014	2015	2020	2025
25	High	52.78	53.73	54.70	54.89	55.72	56.31	57.08	57.33	57.87	62.27	67.93
20	Base	**44.48**	**43.89**	**42.82**	**42.95**	**42.42**	**42.42**	**42.67**	**42.72**	**42.96**	**44.87**	**44.50**
13	Low	36.01	35.62	35.22	34.84	34.06	33.51	33.31	33.20	33.06	32.37	31.89
Short Term		**49.64**	**47.86**									

CHILE

High Quality Indonesian Sub Bituminous Cape												
Basis 5000 kcal/kg n.a.r.												
Freight		2007	2008	2009	2010		2012		2014	2015	2020	2025
20	High	72.78	73.73	74.70	74.89	75.72	76.31	77.08	77.33	77.87	82.27	87.93
12	Base	**56.48**	**55.89**	**54.82**	**54.95**	**54.42**	**54.42**	**54.67**	**54.72**	**54.96**	**56.87**	**56.50**
9	Low	45.01	44.62	44.22	43.84	43.06	42.51	42.31	42.20	42.06	41.37	40.89
Short Term FOB		49.64	47.86									
Short Term Freight		32	29									
Short Term CIF		**81.64**	**76.86**									

BRAZIL

High Quality Indonesian Sub Bituminous Cape												
Basis 5000 kcal/kg nar												
Freight		2007	2008	2009	2010	0	2012	0	2014	2015	2020	2025
18	High	70.78	71.73	72.70	72.89	73.72	74.31	75.08	75.33	75.87	80.27	85.93
10	Base	54.48	53.89	52.82	52.95	52.42	52.42	52.67	52.72	52.96	54.87	54.50
8	Low	44.01	43.62	43.22	42.84	42.06	41.51	41.31	41.20	41.06	40.37	39.89
Short Term FOB		49.6419	47.8632									
Short Term Freight		32	29									
Short Term CIF		81.6419	76.8632									

Notes

All prices are real in $ US 2007 money

APÊNDICE B

Metodologia de Previsão para precificação

Base das Projeções

Introdução

Utiliza-se uma abordagem "bottom-up" (da base para o topo) na análise de demanda de carvão no comércio marítmo do McCloskey Group. As projeções são baseadas no conhecimento abrangente das instalações de carvão existentes, em construção e planejadas (especialmente usinas de energia); no extenso conhecimento do local dessas instalações no seu contexto setorial (especialmente em termos de concorrência inter-combustível – incluindo a concorrência entre carvão local e importado); e em informações detalhadas sobre as políticas oficiais e abordagens de cada país no tocante à energia, meio ambiente e questões relacionadas.

A análise do McCloskey Group utilize esse banco de dados sólido combinado a um agama de pressupostos para gerar três cenários de comércio marítmo de carvão para 2020. Necessariamente os dados para 2010 estão sujeitos a mais premissas e as previsões são menos detalhadas. Também é necessário considerar-se novos desenvolvimentos técnicos em potencial assim como fatores politico-econômicos ainda mais amplos. Estes são discutidos separadamente na Seção Custo e Previsões de Preço.

Os pressupostos centrais são:

- A taxa de crescimento econômico.
- Os níveis dos preços de energia, que irão ser tanto consequência como determinar o crescimento futuro.
- Os preços relativos dos combustíveis concorrentes.
- Pressões ambientais dentre outras, que podem limitar quais combustíveis devem ser usados.

Cenarios

Considera-se que três cenários captam a incerteza do Mercado.

O Cenário da Baixa

Em suma, o cenário da baixa é ruim para o campo do carvão:

> - Quanto à demanda, pressupõe-se que, para geração de eletricidade especificamente, dá-se prioridade a outros combustíveis por razões ambientais, como resultado ou da implementação do protocolo de Kyoto ou da preocupação geral com o aquecimento global.

- O crescimento econômico, especialmente no Pacífico, não atinge taxas alcançadas antes da recessão de 1997/8 devido à persistência dos problemas coma economia japonesa e os efeitos vivenciados como consequência da recessão em outros lugares. A demanda criada pela economia chinesa é reduzida.

- Quanto ao fornecimento, pressupõe-se que há abundância de combustíveis fósseis resultando em baixos preços de combustível. Superfornecimento de carvão é reiniciado a partir de 2007 baseado no fato de os fornecedores de carvão estarem dispostos e serem capazes de continuar investindo em novas minas.

- Há uma lentificação no crescimento econômico como resultado dos altos preços do petróleo, especialmente afetando os EUA, o que impacta a economia global em 2007-8.

- O dolar americano está baixo com o resultado de que as taxas de câmbio são adversas aos principais países produtores.

Este cenário aceita a contradição dos preços baixos de carvão não cirarem demanda adicional de modo geral.

O Cenário da Alta

O cenário da alta é bom para o campo do carvão:

- Quanto à demanda, as considerações sobre o crescimento econômico se sobrepoem aos fatores ambientais e é dada preferência ao carvão na geração de eletricidade e outras aplicações porque o preço do petróleo sobre em termos reais. Esse fato influencia principalmente a região do Pacífico onde pressupõe-se que fatores ambientais tenham menor peso.

- Quanto ao fornecimento, os preços do carvão se estabilizam e crescem lentamente como resultado da racionalização dos produtores e sua consequente habilidade de controlar o ritmo de desenvolvimento de novas minas. A China não busca ganhar mais mercados nesse cenário. As taxas de crescimento da produção para exportação da Indonésia desaceleram significativamente.

- O crescimento econômico, que se reiniciou no Pacífico a partir de 2003, continua e a economia mundial cresce de modo geral. A China mantem suas políticas econômicas expansionistas.

- Apesar do preço do petróleo cair com relação aos níveis atuais, ainda estão bastante acima do teto previamente imaginado de $30 por barril.

- O preço do gás continua alto.

O Cenário Mais Provável

O cenário base é o mais provável. Não se trata de um cenário intermediário com relação aos anteriores mas reflete a visão do McCloskey Group do resultado mais provável. Especificamente:

- Dá grande peso às considerações ambientais na Europa.

- Pressupõe que as economias do Extremo Oriente se recuperem de forma constante mas o crescimento japonês ainda é hesitante devido às limitações fundamentais no cerne da economia e o crescimento econômico chinês se lentifica.

- Pressupõe que os EUA não ratifique a convenção de Kyoto atual mas que as grandes economias do Pacífico comecem a implementar medidas de redução de CO2 após 2010.

- Tendo em vista o aumento nos preços do petróleo e do gás, a MCS considera que a ênfase de longo prazo poderia levar em direção a captura de carbono e provavelmente a mais energia nuclear assim como os renováveis. Entretanto, esses fatores provavelmente não causarão impacto significativo antes de 2020. O gás natural terá crescimento de médio prazo mas é possível que novas estações a carvão sejam construídas a partir de 2010-2012, que sejam projetadas para incorporar tecnologia de captura de carbono quando esta tiver sido completamente testada e aprovada.

- Consequentemente, o crescimento anual geral no carvão comercializado cai para 1-2%/ano, mas o lado bom poderia ser considerado.

Nosso caso mais provável está mais próximo do cenário da baixa do que do cenário da alta. Pressupõe que o protocolo de Kyoto seja seguido em parte e que um subproduto de Kyoto irá surgir e reconhecer as preocupações dos signatários com relação à implementação do acordo.

Os primeiros cinco anos de qualquer previsão devem ser razoavelmente seguros porque as estimativas se baseam amplamente no conhecimento da usina geradora e de outras instalações já em construção ou totalmente aprovadas. Isto se baseia em uma análise das políticas atualmente sendo implementadas por governos e empresas de energia, além da discussão com muitos outros compradores chave. Apenas as taxas anuais de crescimento econômico e os valores relativos de diferentes combustíveis que geram as maiores incertezas.

A partir de 2010 há forçosamente maior incerteza. Antes da crise econômica do final da década de 1990, os planos do lado da demanda eram ambiciosos, embrionários e precisavam ser descontados de acordo. Agora há menos disposição para investir, mas isso torna o capital e a usina de construção a curto prazo, isto é, o gás, mais atraente. A combinação do reinício do crescimento com o não investimento significa que paradas no fornecimento de eletricidade serão cada vez mais prováveis e a necessidade de decisões relativas à instalação de usinas torna-se mais urgente.

Isto foi mostrado através das decisões recentes de alguns países asiáticos, aqueles que foram mais afetados pela recessão de 1997. Superposto nesse problema geral que permeia toda previsão está a incerteza adicional criada pelo protocolo de Kyoto. Entretanto, o McCloskey Group acredita que percepções, assim como avaliação de risco, tem grande importância. Ainda há uma consciência comum das projeções gerais para o crescimento energético no Pacífico.

Appendix C

AUSTRALIA COAL QUALITIES

SHIPPER	BRAND NAME	PROXIMATE ANALYSIS (A.D.B)												
		TpSz mm	TM (ar) %	I.M. %	V.M. %	Ash %	F.C. %	S %	P %	Cl2 %	CSN	HGI	S.E. gar kcal/kg	S.E. Gad kcal/kg
Anglo Coal	Dartbrook	50	12.0	2.5	33.3	11.0	53.2	0.35	0.035	0.03	1.0	60	6095	6750
Anglo Coal Australia	Boundary Hill	50	19.0	11.7	25.5	13.0	49.8	0.34	0.020	0.01	0.0	89	4800	5230
Anglo Coal Australia	Callide	50	15.5	9.6	24.2	16.5	49.7	0.25	0.020	0.01	0.0	86	4870	5210
Anglo Coal Australia	Drayton	50	9.0	2.5	34.0	13.5	50.0	0.95	0.050	0.03	1.0	45	6345	6800
Anglo Coal Australia	Moura Thermal	50	10.5	2.5	30.0	10.5	57.0	0.50	0.020	0.04	1.0	58	6517	7100
Apollo Resources	Boggabri Thermal	50	10.0	4.5	33.5	12.0	50.0	0.45				47	6342	6800
Apollo Resources	Muswellbrook	50	9.0	2.5	33.0	13.5	50.0	0.80		0.04	1.0	45	6393	6850
BHP Billiton	South Walker	50	8.8	1.2	13.7	13.5	71.6	0.55	0.150	0.03	0.0	84	6625	7175
BHP Billiton Illawarra Coal	Illawarra N	50	6.0	1.0	19.0	23.0	57.0	0.45	0.010	0.01		67	6125	6450
BHP Billiton Mitsubishi Alliance	Australian Steaming Coal	50	8.0	2.0	25.2	15.0	57.8	0.70	0.070	0.05	4.0	66	6550	6975
BHP Billiton Mitsubishi Alliance	Blackwater Thermal	50	8.0	2.0	23.5	15.0	59.5	0.70	0.080	0.06	2.5	70	6570	7000
Bloomfield Collieries	Bloomfield	50	9.0	2.5	33.0	15.0	49.5	1.00		0.03	1.5	50	6300	6700
Bowen Basin Investments	New Vermont	50	7.0	1.5	19.5	13.5	65.5	0.50				80	6798	7200
Camberwell Coal	CBW Thermal	50	9.0	3.0	35.0	12.8	49.2	0.65	0.030	0.02		50	6473	6900
Centennial Coal Company	Charbon	40	9.0	2.5	31.0	14.5	52.0	0.55	0.008	0.02	1.5	49	6347	6800
Centennial Coal Company	Clarence	50	9.0	2.5	28.0	14.5	55.0	0.35	0.030	0.01	1.5	50	6347	6800
Coal & Allied Industries	Bengalla	50	11.0	3.0	30.0	13.0	54.0	0.55	0.030	0.03		50	6202	6760
Coal & Allied Industries	Howick	50	9.0	3.0	34.0	12.0	51.0	0.70	0.020	0.03	3.0	48	6520	6950
Coal & Allied Industries	Rio Tinto	50	10.0	2.5	32.3	13.5	51.7	0.55	0.015	0.03	3.0	50	6393	6850
Coal & Allied Industries	Warkworth 13.5 %	50	8.5	2.5	31.2	13.5	52.8	0.47	0.005	0.03	2.0	50	6416	6865
Cornwall Coal Company NL	Cornwall	38	10.0	4.5	27.5	17.0	51.0	0.30				53	5466	5800

Curragh Coal Slaes Co	Curragh Thermal	50	9.0	1.5	20.0	13.0	65.5	0.40		0.05	1.0	80	6855	7420
Donaldson Coal	Prime Thermal	50	9.0	2.0	31.0	14.5	52.5	0.85	0.010	0.03	2.0	50	6268	6750
Ensham Resources	Ensham Low-Ash	50	10.0	4.0	26.5	10.0	59.5	0.60	0.050	0.06	0.5	59	6563	7000
Ensham Resources	Ensham Thermal	50	11.5	4.0	26.5	12.0	57.5	0.70	0.050	0.06	0.5	59	6269	6800
Excel Mining	Premium	50	8.0	1.3	23.0	14.4	61.3	0.35	0.060	0.02	1.0	67	6711	7200
Excel Mining	Wallarah	50	8.0	3.0	30.0	15.5	51.5	0.35	0.005	0.02	1.0	50	6350	6650
Excel Mining	Wambo Steaming	50	9.0	3.0	34.0	12.0	52.0	0.50	0.030	0.02		50	6440	6900
Felix Resources Limited	Ashton Thermal	50	9.0	2.5	35.0	12.0	50.5	0.65	0.030	0.01	1.5	50		7000
Felix Resources Limited	Minerva Export Thermal	50	9.0	3.5	32.0	13.5	51.0	0.60	0.011	0.02		50		6700
Felix Resources Limited	Moolarben Domestic Thermal	50	9.0	2.5	29.5	27.0	41.0	0.60						5650
Felix Resources Limited	Moolarben Export Thermal	50	9.0	2.5	29.5	13.0	55.0	0.60						6900
Felix Resources Limited	Yarrabee Thermal	50	8.5	2.0	10.0	14.5	73.5	0.70	0.080			74		7000
Gloucester Coal	Duralie Thermal	50	7.5	1.3	32.0	20.0	46.7	2.30	0.110	0.03	4.5	52	6200	6615
Gloucester Coal	Stratford 6250	50	8.0	2.5	25.0	25.0	47.5	0.50	0.060	0.02	1.0	75	5897	6250
Gloucester Coal	Stratford Thermal	50	7.5	1.5	24.0	25.0	49.5	0.80	0.060	0.02	1.0	62	5732	6100
Gujurat NRE Australia	Bellambi Thermal	50	5.5	1.0	20.2	15.5	63.3	0.40	0.055	0.02	1.5	65	6873	7200
Jellinbah Resources	Jellinbah Thermal	50	8.0	2.0	15.0	12.0	71.0	0.75	0.065	0.08	1.0	85	6780	7220
New Hope Corporation Limited	Tivoli	38	10.0	5.0	40.0	13.0	42.0	0.65	0.006	0.03	1.0	40	6347	6700
New Hope Corporation Limited	Tivoli H	38	9.0	3.7	41.0	13.0	42.3	0.60	0.006	0.03	1.0	37	6473	6850
NRG Flinders	Leigh Creek	38	26.5	17.5	25.0	19.2	38.3	0.30		0.50	0.0	85	3487	3913
Peabody Coaltrade Australia	Baralaba Thermal	50	10.0	1.5	11.8	16.5	70.2	0.60	0.100	0.06	0.5	78	6445	7050
Peabody Energy Australia	Burton Coal Thermal	50	9.0	2.0	20.5	14.0	63.5	0.60	0.100	0.05	1.0	77	6639	7150
Resource Pacific	Newpac Thermal 6500	50	9.0	2.5	32.5	14.0	51.0	0.55	0.010	0.03	2.5	50	6500	6900
Resource Pacific	Newpac Thermal 6600	50	9.0	2.5	32.5	13.0	52.0	0.55	0.010	0.03	2.5	50	6600	7020
Resource Pacific	Newpac Thermal 6700	50	9.0	2.5	32.5	12.0	53.0	0.55	0.010	0.03	2.5	50	6700	7125
Rio Tinto Australia	Blair Athol	50	18.0	5.5	27.6	8.7	58.2	0.36	0.011	0.01	0.0	60	5865	6760
Rio Tinto Australia	Clermont	50	14.5	5.0	28.0	10.0	57.0	0.45	0.020	0.01	0.0	56	6100	6780
Rio Tinto Australia	Kestrel Thermal	50	6.0	2.0	31.0	13.0	54.0	0.75	0.025	0.02	7.0	55	6860	7150

The Griffin Coal Mining Company Limited	Ewington ll	70	24.0	16.0	29.5	6.5	48.0	0.65		0.01		55	5040	5570
The Griffin Coal Mining Company Limited	Muja		27.5		26.0	5.8		0.60		0.01		55	4780	
Wesfarmers Limited	Premier	50	26.0	21.0	26.0	7.0	46.0	0.65	0.050	0.05		48	4833	5160
Whitehaven Coal Mining Limited	Whitehaven Thermal	50	9.5	4.0	36.0	10.0	50.0	0.50	0.007	0.03	2.0	45	6552	6950
Xstrata Coal	Bulga Thermal	50	9.0	2.5	31.0	14.0	52.5	0.50	0.006	0.02		50	6420	6880
Xstrata Coal	Collinsville LV	50	7.0	1.5	16.5	24.0	58.0	0.90	0.080	0.05		75	5850	6200
Xstrata Coal	Liddell Thermal	50	9.0	2.5	33.0	14.0	50.5	0.60	0.050	0.02		52	6440	6900
Xstrata Coal	Lithgow Thermal	50	9.0	2.5	30.0	14.5	53.0	0.60	0.010	0.01		46	6400	6860
Xstrata Coal	Macquarie Thermal	50	9.0	2.5	31.5	15.0	51.0	0.45	0.090	0.03		53	6350	6800
Xstrata Coal	Mt Owen Low Ash	50	9.0	2.5	36.0	12.0	49.5	0.65	0.030	0.02		52	6580	7050
Xstrata Coal	Newcastle Thermal	50	9.0	2.5	32.0	14.0	51.5	0.50	0.006	0.02		50	6420	6880
Xstrata Coal	Newlands	50	8.0	2.5	26.5	15.0	56.0	0.50	0.120	0.02		55	6400	6780
Xstrata Coal	Rolleston Thermal	50	16.0	9.5	30.0	7.5	53.0	0.60	0.040	0.01		50	5970	6425
Xstrata Coal	Ulan Thermal	50	9.0	2.5	31.0	14.0	52.5	0.60	0.006	0.02		50	6420	6870
Xstrata Coal	United Thermal	50	9.0	2.5	32.0	12.0	53.5	0.40	0.005	0.01		50	6580	7050

SOUTH AFRICA COAL QUALITIES: Large Producers

COLLIERY/ PRODUCT	Phos in Coal %	Chol in Coal %	Ash %	Volatiles %	Fixed Carbon %	Sulphur %	Ash Fusion Temperatura D.T. Degrees C	H.T. Degrees C	F.T. Degrees C
ANGLO COAL									
Premium	0.005	<0.004	10.50	33.20	54.40	0.60	+1500	+1500	+1500
Low Ash Coal	0.090	<0.010	7.40	32.50	58.60	0.50	1330	1350	1380
Kromdraai	0.070	<0.010	14.20	24.80	59.00	0.65	+1500	+1500	+1500
Goedehoop	0.120	<0.010	13.50	26.80	58.20	0.65	1350	1375	1400
Kleinkopje	0.110	<0.010	15.40	24.50	58.40	0.49	1350	1380	1410
EYESIZWE COAL									
NBC: Glisa D Grade	0.020	-	19.90	24.60	51.12	0.90	+1550	+1550	+1550
NBC: Strathrae B Grade	0.065	-	13.60	25.20	56.20	0.70	1295	1330	1355
New Clydesdale	0.190	0.004	13.60	26.80	57.00	0.65	1350	1375	1400
KUMBA COAL									
Grootegeluk Coking	0.006	0.005	10.00	37.30	50.70	0.91	1330	1420	>1560
Grootegeluk Steam	0.027	0.005	15.00	24.00	58.60	0.75	1400	1400	1500
Grootegeluk PCI	0.006	0.005	10.00	37.30	50.70	0.91	1430	1500	1520
Leeuwpan (Low Volatile)	0.040	0.005	13.00	13.00	68.00	0.85	1300	>1400	>1400
Leeuwpan (Med. Volatile)	0.280	0.005	15.00	20.00	68.00	0.85	1350	>1450	>1450
INGWE COAL									
Optimum Prime	0.080	0.010	13.10	27.40	55.30	0.45	+1400	+1400	+1400
Douglas	0.134	0.010	15.30	24.50	57.70	0.55	1330	1390	+1400
Middelburg	0.083	0.010	14.60	23.60	58.50	0.45	+1400	+1400	+1400
Klipspruit 5900	0.095	0.010	14.50	24.00	57.90	0.44	1350	1370	1390
KANGRA COAL									
Savmore	0.045	0.005	13.00	27.10	56.10	0.90	1250	1270	1300
SASOL MINING									
Twistdraai P60	0.080	<0.010	10.90	31.80	52.60	0.83	1340	1360	1380
Twistdraai P58	0.080	<0.010	13.00	30.70	51.50	0.83	1340	1380	1410
TOTAL COAL									
Forzando	0.020	0.007	12.30	30.20	53.70	0.78	1360	1370	1390
Dorstfontein	0.007	<0.010	12.50	29.00	55.00	0.75	1600	1600	1600
XSTRATA									
Arthur Taylor	0.130	0.005	12.90	23.0–26.0	57.10	0.60	1310	1330	1370
Export Coal	-	-	13.0–15.5	24.0–30.0	55.0–58.0	0.4–1.0	1320	1350	+1400

SOUTH AFRICA COAL QUALITIES: Small Producers

	Calorific Value				Moisture		Index	
	G.A.D.		G.A.R.	N.A.R.	Inherent	Total		
COLLIERY/ PRODUCT	MJ/kg	Kcals/kg	Kcals/kg	Kcals/kg	%	%	Abrasive	HGI
ANKER COAL								
Elandsfontein (# 4 Seam)	27.35	6534	6115	5876	3.2	9.4	-	-
Elandsfontein (# 1 Seam)	28.40	6784	6400	6161	3.0	8.5	-	-
Golfview – Prime	28.11	6715	6458	6219	3.5	7.2	-	-
Golfview - Middling	24.87	5941	5713	5475	3.5	7.2	-	-
BISICHI / ENDULWINI								
Black Wattle (# 1 Seam)	27.50	6630	6270	6000	2.8	7.5	85	55
COASTAL FUELS								
Paardeplaats	29.50	7047	6577	6255	2.5	9.0	-	47
Witkranz	27.20	6498	6100	5835	2.0	8.0	-	49
EUROCOAL								
Polmaise (Small)	28.95	6916	6488	6256	3.0	9.0	-	51
ILANGA COAL								
Ilanga	27.66	6608	6241	6037	2.6	8.0	-	51
IMBANI COAL								
Droogvallei	28.50	6808	6424	6211	2.5	8.0	-	-
JENSHA MINING								
Eastside (Unwashed Nut)	29.79	7117	6699	6449	2.8	8.5	-	38
KUYASA MINING								
Delmas High Grade	26.80	6402	6047	5858	2.6	8.0	-	-
Delmas Low Grade	24.00	5733	5423	5206	3.8	9.0	-	-
MASHALA RESOURCES								
Wesselton	27.3–27.8	6600	-	5950–6050	3.5	8.0	-	+50
SHANDUKA								
Graspan	26.50	6331	6035	5840	3.5	8.0	-	-
SIYANDA / AKA								
Koornfontein 5900	27.11	6474	6146	5900	3.2	8.1	-	51
STUART COAL								
Stuart Coal Delmas (Pea)	28.02	6694	6306	6286	3.4	9.0	-	49
SUMO COAL								
Koper (Pea)	26.65	6650	6301	6101	4.3	5.3	-	51
WAKEFIELD								
Bankfontein (Pea)	26.50	6331	6007	5774	4.1	9.0	-	51
Lakeside (Pea)	26.50	6331	6073	5868	4.1	8.0	-	51
Leeuwfontein (Pea)	26.50	6331	5988	5749	3.8	9.0	-	51
WOESTALLEEN								
Woestalleen Low Phos	28.20	6737	6429	6221	3.6	8.0	103	48
Woestalleen High Phos	27.30	6519	6259	6000	3.8	9.0	103	48

SOUTH AFRICA COAL QUALITIES: Small Producers

COLLIERY/ PRODUCT	Phos in Coal	Chol in Coal	Ash	Volatiles	Fixed Carbon	Sulphur	Ash Fusion temperatura		
							D.T.	H.T.	F.T.
	%	%	%	%	%	%	Degrees C		
ANKER COAL									
Elandsfontein (# 4 Seam)	0.122	-	14.6	24.5	57.7	0.5	1320	1400	1400
Elandsfontein (# 1 Seam)	0.007	-	13.2	25.6	58.2	0.5	+1600	+1600	+1600
Golfview – Prime	0.008	-	11.3	32.4	52.8	0.9	+1400	+1400	+1400
Golfview - Middling	0.015	-	19.3	27.6	49.6	0.8	+1400	+1400	+1400
BISICHI / ENDULWINI									
Black Wattle (No. 1 Seam)	0.007	-	16.0	24.0	57.2	0.4	+1400	+1400	+1400
COASTAL FUELS									
Paardeplaats	0.006	-	11.0	35.0	51.5	1.3	+1400	+1400	+1400
Witkranz	0.010	-	15.0	27.5	55.5	1.3	+1400	+1400	+1400
EUROCOAL									
Polmaise (Small)	0.047	-	11.2	25.9	59.9	0.5	+1600	+1600	+1600
ILANGA COAL									
Ilanga	0.214	-	13.8	28.8	54.8	0.8	1300	1340	1390
IMBANI COAL									
Droogvallei	0.005	-	13.0	33.0	51.5	1.4	+1400	+1400	+1400
JENSHA MINING									
Eastside (Unwashed Nut)	0.012	-	8.7	33.2	55.3	0.7	1570	+1600	+1600
KUYASA MINING									
Delmas High Grade	0.117	-	16.7	23.8	56.9	1.3	1310	1330	1340
Delmas Low Grade	0.099	-	20.1	24.2	51.9	1.0	1370	1400	1410
MASHALA RESOURCES									
Wesselton	0.010	-	14.5	27.0	55.0	0.7	-	-	-
SHANDUKA									
Graspan	-	-	15.0	23.0	58.5	0.3	+1400	+1400	+1400
SIYANDA / AKA									
Koornfontein 5900	0.113	0.010	15.20	25.00	56.60	0.58	1350	+1400	+1400
STUART COAL									
Stuart Coal Delmas (Pea)	0.027	-	11.3	27.3	58.0	0.7	+1600	+1600	+1600
SUMO COAL									
Koper (Pea)	0.080	-	13.3	23.5	58.9	0.3	+1400	+1400	+1400
WAKEFIELD COAL									
Bankfontein (Pea)	0.012	-	15.0	25.2	55.7	0.3	+1400	+1400	+1400
Lakeside (Pea)	0.012	-	15.0	26.1	54.8	0.5	+1400	+1400	+1400
Leeuwfontein (Pea)	0.012	-	14.5	27.0	54.7	0.3	+1400	+1400	+1400
WOESTALLEEN									
Woestalleen Low Phos	0.006	-	14.0	25.0	57.3	0.6	+1400	+1400	+1400
Woestalleen High Phos	0.400	-	14.0	23.0	57.2	0.4	+1400	+1400	+1400

INDONESIA COAL QUALITIES

COMPANY	Field/Product	CV (adb) Kcal/kg	Sulphur (adb) %	Ash (adb) %	Total Moisture (ar) %	Volatile Matter (adb) %	Inherent Moisture (adb) %	Fixed Carbon (adb) %	HGI	Size mm
PT Abadi Batubara Cemerlang	Kampung Baru	3,487 - 5,025	0.22 - 0.29	3.28 - 12.12	49.99 - 56.36	-	-	-	-	-
PT Adaro Indonesia	Tutupan	5,900	0.10	1.20	26.00	-	-	-	-	-
	Wara	4,000	0.14	2.30	40.00	-	-	-	-	-
	Envirocoal	5,900	0.10	1.20	26.00	43.50	14.50	40.50	53.00	-
PT Adimas Baturaja Cemerlang	Keban Agung	4,588 - 4,811	0.19 - 2.28	6.63 - 12.37	41.63 - 42.04	-	-	-	-	-
	Sungsang-Poding	3,639 - 4,719	0.14 - 1.42	3.00 - 30.50	38.40 - 50.00	-	-	-	-	-
PT Allied Indo Coal	Tamasu Creek	7,100 - 7,500	0.5 - 0.7	3.0 - 6.0	10.00	36 - 38	3.5 - 4.0	51.00	44.00	-
	Parambahan Standard	6,900 - 7,100	1 (max)	8.0 - 10.0	11.00	36 - 38	3.5 - 4.0	50.00	45 - 50	-
	Black Gold Household	7,500 - 7,700	1 (max)	3.0 - 4.0	5.00	39 - 41	3.0 - 4.0	52.00	43.00	-
PT Antang Gunung Meratus	F. Tanjung	6,300 - 6,700	0.5 - 0.9	10 - 15	10 - 12	38 - 45	7 - 10	38 - 46	38 - 42	-
	F. Warukin	5,100 - 5,600	0.2 - 0.7	2 - 7	30 - 40	38 - 45	15 - 20	35 - 40	45 - 55	-
PT Anugerah Bara Kaltim	Loa Janan	6,000	0.15	3	22	40.5	14.5	-	15	-
	Anugerah	6,400	0.7	5	18	40	12	-	45	-
PT Arutmin Indonesia	Satui 10	6,650	1.00	10.00	10.00	42.00	6.00	42.00	-	-
	Satui 13	6,300	1.00	13.00	10.00	41.00	6.00	40.00	-	-
	Arutmin 5000	5,607	0.51	10.00	23.00	41.00	13.70	35.40	-	-
	Arutmin 6100	6,100	0.85	12.00	15.00	42.00	9.50	36.50	-	-
	Arutmin 6500	6,500	1.00	12.50	10.50	41.40	5.30	40.80	-	-
	Ecocoal	5,000	0.13	3.30	35.00	32.10	23.00	29.60	-	-
	Senakin 12 MS	6,700	1.00	12.00	11.00	41.50	4.50	42.00	-	-
	ATA HS	6,600	1.40	12.00	9.00	43.00	4.50	40.50	-	-
PT Asmin Bara Bronang		> 6,000								
PT Asmin Bara Jaan	Miyangun	4,807 - 6,336	0.16 - 2.44	1.10 - 13.20	-	-	-	-	-	-
PT Asmin Koalindo Tuhup	Batu Ayau	> 6,000	<1.10	< 6.10	< 12	-	-	-	-	-
	Warukin	< 5,000	-	-	> 40	-	-	-	-	-
PT Astaka Dodol	Block A	5,035 – 6,290	0.1 - 0.9	0.9 - 11.4	21 – 46.7	-	-	-	-	-
	Block B	3,915 – 5,865	0.1 - 0.4	2.1 - 9.4	46 – 63.2	-	-	-	-	-
	Block C	4,246 – 5,765	0.1 - 0.6	3 - 12.5	34.1 - 57.4	-	-	-	-	-
	Block D	5,470 – 5,650	0.2 - 0.7	2.5 - 7.2	36.5 - 40	-	-	-	-	-
PT Bahari Cakrawala Sebuku	Sebuku	6,210 – 6,537	0.85 - 0.98	8.0 - 9.8	14.8 - 16.2	38.0 - 42.0	7.5 - 9.5	-	40 - 47	-
PT Bangun Banua Persada Kalimantan		6,700	0.90	13.00	8.00	42.00	-	42.00	-	-
PT Bara Pramulya Abadi	F. Tanjung	5,979 – 7,753	0.40 - 2.61	1.90 - 22.80	2.1 – 16.1					
	F. Warukin	4,239 – 4,961	0.19 - 1.58	1.20 - 4.40	35.9 - 54.9					
PD Baramarta		6,400 – 7,200	0.3 - 1.2	1.0 - 4.0	2 – 7	-	-	-	-	-
PT Baramutiara Prima		5,200	0.35	5.00	20 - 30	39.30	18.00	37.60	60.00	-
PT Batualam Selaras	Kikim	4,782 – 6,626	0.19 - 0.67	0.8 - 8.8	20.9 - 34.5	-	-	-	-	-
	SP-6	5,385 – 5,820	0.19 - 0.74	1.2 - 4.5	19.2 - 39.7	-	-	-	-	-
PT Batubara Duaribu Abadi	Block A	5,389 – 6,445	0.19 - 1.81	0.9 - 1.81	20.8 - 30.0	-	-	-	-	-
	Block B	5,351 – 6,422	0.11 - 1.94	0.4 - 2.9	22.8 - 30.0	-	-	-	-	-
PT Baturona Adimulya	Muara Teladan	4,999 – 5,360	0.2 - 0.5	3.3 - 6.8	50 – 61.5	-	-	-	-	-
	Keluang	4,880 – 5,730	0.3 - 2.6	2.5 - 12.3	37.6 - 51.8	-	-	-	-	-
	Lais	5,095 – 5,600	2.10	3.5 - 10.2	52.3 - 54.3	-	-	-	-	-
PT Berau	Ebony	6,100	0.49 - 0.53	4.29	18.00	40.24	12.00	43.47	45.00	< 50
	Mahoni	6,000	0.59 - 0.63	4.83	18.00	40.24	12.00	42.93	45.00	< 50
	Agathis	5,650	0.79 - 0.88	4.76	26.00	39.34	18.00	37.90	45.00	< 50

COMPANY	Field/Product	CV (adb) Kcal/kg	Sulphur (adb) %	Ash (adb) %	Total Moisture (ar) %	Volatile Matter (adb) %	Inherent Moisture (adb) %	Fixed Carbon (adb) %	HGI	Size mm
	Sunkai	5,550	0.89 - 0.99	4.43	26.00	38.23	18.00	39.34	45.00	< 50
PT Bharinto Ekatama		6800	-	3.36 - 12.04	-	-	-	-	-	-
PT Bhumi Rantau Energi		5,300 – 5,500	0.20	2.00	30 - 35	43.00	17.00	38.00	45 - 50	-
PT Binamitra Sumberarta		5,850	0.45	5.00	24.00	38.00	16.00	40.00	45.00	0 - 50
PT Borneo Indobara		5,500	< 0.2	< 4	30.00	44.00	16.00	-	> 50	< 50
PT Bukit Baiduri Energi	Baiduri Coal	6,000	1 (max)	5 (max)	22 (max)	-	12 (approx)	41 - 45	45 - 50	0 - 50
PT Bukit Bara Utama		6,500	0.8 (max)	13 (max)	12 (max)	22 (min)	7 (approx)	-	45 (min)	0 - 50
PT Bukit Sunur		6,500	0.8 (max)	13 (max)	13 (max)	18 - 25 (min)	8 (max)	-	45 (min)	0 - 50
PT Bumi Bara Perkasa		6,350	0.68	3.32	21.00	34.22	18.77	43.69	46.00	-
PT Central Korporindo Internasional Tbk		5,560 – 6,500	0.35 - 0.48	1.0 - 4.0	3.0 – 8.0	-	-	-	-	-
PT Danau Mashitam		6,000 – 6,300	1.00	37 - 45	14 (max)	-	8.0 - 10.0	40 - 50	43 - 50	0 – 50
PT Dharma Puspita Mining	Upper Seam	6,759 – 8,202	0.27 - 4.91	1.10 - 7.50	3.41 - 12.82	-	-	-	-	-
	Lower Seam	4,176 – 8,357	0.23 - 23.94	1.10 - 43.00	3.39 - 12.82	-	-	-	-	-
PT Energi Batubara Lestari		5,300 – 5,500	0.1 - 0.2	3.0 - 5.0	30 - 35	40.00	14 - 18	30 - 40	45 - 50	-
PT Fajar Bumi Sakti		6,600 – 7,100	0.4 - 1.0	4.0 - 6.9	11.0 - 13.5	40 - 41	7.0 - 8.5	44 - 48	45.00	-
PT Firman Ketaun Perkasa		6,500	1.00	8.00 - 10.00	14.00 - 16.00	-	-	-	-	-
PT Garda Tujuh Buana	Bunyu Coal	5,000 – 5,200	0.2 - 0.4	2.0 - 5.0	30 - 32	40 - 44	14 - 16	35 - 40	> 48	-
PT Gunung Bayan Pratama Coal	Tiaga & Rusuh	7,100 – 7,500	0.60 - 1.00	7.0 - 10.0	9.0 - 12.0	-	-	-	-	-
PT Indexim Coalindo		4,300 – 7,300	0.50	0.5 - 2.3	4.50	-	-	-	-	-
Pt Indominco Mandiri	MCV	6,500	0.80	5.50	15.50	40.00	11.00	43.50	47.00	-
	LCV	6,100	0.50	4.50	17.00	38.80	12.50	44.20	45.00	-
PT Insani Bara Perkasa	Bayur	6,141	1.83	1.40	14.80	-	-	-	-	-
	Kp. Aman	6,070 – 6,910	0.37 - 4.26	2.00 - 2.80	9.00 - 15.20	-	-	-	-	-
	South Tani Bakti	4,434 – 5,059	0.14 - 0.19	1.90 - 8.20	26.00 - 33.70	-	-	-	-	-
	North Tani Bakti	4,113 – 5,441	0.10 - 0.31	2.50 - 32.50	20.10 - 28.40	-	-	-	-	-
PT Interex Sacra Raya	West Region	7,000 – 7,200	0.8 - 1.2	12.00 - 14.00	8.0 - 10.0	-	-	-	-	-
	East Region	7,000 – 7,200	0.8 - 1.2	12.00 - 14.00	8.0 - 10.0	-	-	-	-	-
PT Intitirta Primasakti		5,005 – 5,789	0.1 - 0.4	2.0 - 7.0	30 - 46	42 - 46	13 - 17	34 - 39	-	-
PT Jembayan Muarabara	Jembayan Coal	5,450	0.17	3.00	22.00	40.50	14.50	-	46.00	-
	Prangat Coal	5,800	0.80	6.00	18.00	40.00	12.50	-	47.00	-
PT Jorong Barutama Greston	Jorong J-1	5,300	0.30	4.00	30.00	40.00	17.00	39.00	47.00	-
PT Kalimantan Energi Lestari	Timburu	6,300 – 6,900	1 (max)	10.0 - 14.0	3.0 - 8.0	-	-	-	-	-
PT Kalimantan Energi Utama	LunaCoal	5,000 – 5,100	0.6 - 0.8	5.01 - 6.00	25.00	40.00	17.00	-	50.00	-
PT Kaltim Prima Coal	Prima	7,100	0.60	5.00	10.50	41.00	5.00	-	48.00	-
	Pinang	6,100 -6,700	0.60	6.00	14.0 - 19.0	40.00	9.0 - 13.0	-	46.00	-
	Melawan	5,750	0.20	2.50	23.50	38.00	18.00	-	45.00	-
PT Karbindo Abesyapradhi		6,500	1.5 - 1.8	10.00	12.00	37 - 41	9.00	-	46.00	0 – 46
PT Kartika Selabumi Mining	Brenget	8,162	1.86	3.90	-	-	-	-	-	-
	Bukit Osor	7,763	0.91	5.70	-	-	-	-	-	-
	Fajar Sakti	7,452 – 7,972	0.64 - 4.41	3.1 - 9.4	-	-	-	-	-	-
	Perian	7,152 – 7,879	1.59 - 2.73	8.5 - 18.6	-	-	-	-	-	-
	Pian Batu	8,224	0.55	4.00	-	-	-	-	-	-
	Sepaku 88	7,706 – 7,884	0.38 - 1.56	3.2 - 3.7	-	-	-	-	-	-
PT Kideco Jaya Agung	Premium	6,250	0.11	2.00	18.00	42.00	-	-	-	-
	Medium	5,800	0.11	2.00	23.00	41.00	-	-	-	-
	Roto South	5,500	0.11	2.00	25.00	41.00	-	-	-	-

COMPANY	Field/Product	CV (adb) Kcal/kg	Sulphur (adb) %	Ash (adb) %	Total Moisture (ar) %	Volatile Matter (adb) %	Inherent Moisture (adb) %	Fixed Carbon (adb) %	HGI	Size mm
PT Kilisuci Paramita		4,833 – 6,381	0.23 - 0.44	3.28 - 7.54	14.8 - 31.54	35.20 - 37.97	7.84 - 23.67	33.88 - 49.42	-	-
PT Kitadin Corporation		5,800 – 6,500	0.2 - 0.8	4.0 - 5.0	15 - 20	40.00	10.0 - 13.0	43 - 45	45 - 47	-
PT Kushama Raya Utama		5,620 – 7,450	0.25 - 0.80	10.3 - 27.9	-	3.2 - 25.8	1.7 - 6.1	58.1 - 73.4	45.22 - 81.55	-
PT Lanna Harita Indonesia		6,000	1 (max)	5.00	20.00	-	-	-	-	-
PT Mahakam Sumber Jaya		5,900 – 6,100	0.7 - 1.0	8.0 - 9.0	17.0 - 19.0	-	-	-	-	-
PT Mandiri Intiperkasa	Block A (Sesayap)	6,086 – 6,210	0.29 - 0.97	3.55 - 5.86	-	-	-	-	-	-
	Block B (Sesayap)	6,086 – 6,210	0.29 - 0.97	3.55 - 5.86	-	-	-	-	-	-
	Block C (Sesayap)	6,086 – 6,210	0.29 - 0.97	3.55 - 5.86	-	-	-	-	-	-
PT Mantimin Coal Mining		5,034 – 5,997	0.08 - 0.18	0.4 - 2.0	20 -24	-	11.0 - 15.0	36.0 - 39.0	41.00	-
PT Marunda Grahamineral	Premium	7,400	0.5 - 0.6	3.0 - 5.0	7.0 - 8.0	38 - 40	3.0 - 5.0	50 - 54	45.00	-
	Standard	7,400	0.7 - 0.8	5.0 - 7.0	7.0 - 8.0	38 - 40	3.0 - 5.0	52.00	45.00	-
	Thermal	7,200	0.6 - 0.8	7.00	9.00	36 - 40	5.00	52.00	45.00	-
PT Maruwai Coal	Abang & North Lampunut	7,707 – 8,283	0.30 - 2.59	2.4 - 9.3	4.1 - 4.9	-	-	-	-	-
	Lampunut	6,001 – 8,258	0.34 - 0.79	2.7 - 18.1	3.7 - 12.1	-	-	-	-	-
PT Multi Harapan Utama	Multi Brand Coal	6,400	1 (max)	5 (max)	16 (max)	40 (approx)	11 (approx)	46 (approx)	45 (min)	-
PT Pendopo Energi Batubara	Benuang	4,620 – 5,282	0.1 - 1.7	8.54	47.8 - 58.9	44.4 - 48.3	11.7 - 19.0	30.5 - 33.5	74 - 94	-
	Sigoyang	4,820 – 5,200	0.2 - 0.4	4.2 - 8.3	50.9 - 59.2	43.1 - 46.6	13.8 - 17.9	31.6 - 33.4	67 - 100	-
PT Perkasa Inakakerta		5,200 – 6,700	0.70 - 1.30	3.00 - 7.00	29.00 - 36.00	-	-	-	-	-
PT Pesona Khatulista Nusantara	Ardimulyo (North Block)	5,645	2.30	7.38	20.00	-	-	-	-	-
	Kelubir (North Block)	4,470	0.10	3.58	42.80	-	-	-	-	-
	Wonomulyo (South Block)	4,470	1.17	2.55	39.06	-	-	-	-	-
	Mangkupadi (South Block)	4,045	0.09	3.00	64.10	-	-	-	-	-
PT Riau Baraharum		6,200 – 6,400	0.8 - 1.2	9.0 - 12.0	17.0 - 19.0	38.0 - 42.0	8.0 - 9.0	-	50 (approx)	0 - 50
PT Santan Batubara	Birawa	3,925 – 6,642	0.2 - 15.1	1.5 - 35.2	10.3 - 17.4	-	-	-	-	-
	Santan & Monumen	5,322 – 6,523	0.24 - 2.29	1.5 - 15.2	22.2 - 47.3	-	-	-	-	-
	Sebulu	5,597 – 7,231	0.09 - 3.51	1.1 - 7.6	10.1 - 23.0	-	-	-	-	-
	Separi	5,226 – 6,127	0.14 - 1.69	2.7 - 13.8	16.6 - 41.1	-	-	-	-	-
	Uskap	5,857 – 6,602	0.16 - 0.42	1.9 - 5.2	-	-	-	-	-	-
PT Selo Argodedali		5,079	0.59	7.46	47.64	46.02	13.74	31.38	65.00	-
PT Selo Argokencono Sakti		4,425 – 5,725	-	2.3 - 11.1	32.8 - 52.1	38.2 - 45.5	-	33.7 - 42.0	48 - 77	-
PT Singlurus Pratama	Argosari	4,800 – 5,000	-	-	-	-	-	-	-	-
PT Sumber Kurnia Buana		6,650	2.00	13.50	12.00	-	-	-	-	-
PT Suprabari Mapanindo Mineral	Pendreh	6,676 – 8,058	0.35 - 1.71	3.60 - 13.80	-	-	-	-	-	-
	Mosak	7,518 – 8,224	0.38 - 0.92	1.20 - 8.50	1.97 - 6.28	-	-	-	-	-
	Sekako-Samo	6,364 – 8,196	0.31 - 1.98	0.80 - 15.90	-	-	-	-	-	-
PT Tambang Batubara Bukit Asam	BA-59	5,900	0.80	6.00	28.00	40.00	14.00	38.00	50.00	0 – 50
	BA-67	6,700	0.70	7.00	18.00	40.00	9.00	45.00	55.00	0 – 50
	BA-70	7,000	0.80	7.00	14.00	40.00	7.00	46.00	57.00	0 – 50
PT Tanito Harum		6,000 – 6,300	0.8 - 1.0	8.0 - 9.0	17.0 - 19.0	39.0 - 42.0	11.0 - 12.0	-	45.00	0 – 50
PT Tanjung Alam Jaya		6,500	1.00	15.00	12.00	-	-	-	-	-
PT Teguh Sinarabadi		6,500	1.00	8.0 - 10.0	14.0 - 16.0	-	-	-	-	-
PT Trubaindo Coal Mining		6,950	0.90	4.00	10.00	42.00	6.00	48.00	47.00	-
PT Wahana Baratama Mining		6,800 – 6,900	0.60 - 0.80	8.0 - 10.0	9.00	-	-	-	-	-
PT Yamabhumi Palaka		2,210 – 7,655	0.30 - 6.30	1.30 - 49.00	1.09 - 26.70	-	-	-	-	-

Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

MPX ENERGIA S.A., sociedade por ações devidamente organizada e validamente existente de acordo com as leis da República Federativa do Brasil, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praia do Flamengo, 154, 10º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 04.423.567/0001-21, neste ato representada por seus diretores, o Sr. Eduardo Karrer, brasileiro, casado, engenheiro, portador da carteira de identidade n.º 04.162.454-5, expedida pelo IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o n.º 749.312.677-72, e o Sr. Rudolph Ihns, brasileiro, engenheiro, casado, portador da carteira de identidade n.º 03563012-8, expedida pelo IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o n.º 571.565.577-34, ambos com escritório na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praia do Flamengo, 154, 10º andar ("Companhia"), no âmbito da distribuição pública primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, cujo pedido de registro está sob análise desta d. Comissão de Valores Mobiliários ("Oferta"), vem, pela presente, nos termos do Artigo 56, Parágrafo 5º, da Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), declarar que é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro e fornecidas ao mercado durante a Oferta.

Considerando que:

(i) a Companhia constituiu consultores legais para auxiliá-la na implementação da Oferta;

(ii) para realização da Oferta, está sendo realizada auditoria jurídica na Companhia e em suas controladas, iniciada em setembro de 2007 ("Auditoria"), sendo que a Auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da Companhia ("Prospecto Definitivo"); e

(iii) por solicitação do Coordenador Líder, os auditores independentes da Companhia estão participando da elaboração e revisão dos Prospectos Preliminar e Definitivo e emitirão para o Coordenador Líder uma carta de conforto substancialmente nos termos do Pronunciamento IBRACON NPA n.º 12, de 3 de abril de 1997, conforme alterado;

a Companhia declara, ainda, que:

(i) o Prospecto Preliminar contém, nesta data, e o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua publicação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos

MPX JURÍDICO

investidores sobre a Oferta, os valores mobiliários a serem ofertados, a Companhia, suas atividades, sua situação econômico financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes;

(ii) o Prospecto Preliminar foi, e o Prospecto Definitivo será, elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo mas não se limitando, à Instrução CVM 400; e

(iii) as informações prestadas pela Companhia durante todo o prazo de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes do registro da Companhia, que integram o Prospecto Preliminar e que integrarão o Prospecto Definitivo, são e serão, respectivamente, verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta.

Rio de Janeiro, 27 de novembro de 2007.

MPX ENERGIA S.A.

EDUARDO KARRER
DIRETOR PRESIDENTE E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

RUDOLPH IHNS
DIRETOR FINANCEIRO

MPX
JURÍDICO

UBS Pactual

DECLARAÇÃO

BANCO UBS PACTUAL S.A., instituição financeira com escritório na Avenida Brigadeiro Faria Lima nº 3.729, 9º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 30.306.294/0002-26, neste ato representada em conformidade com seu Estatuto Social, na qualidade de instituição líder ("Coordenador Líder") da oferta pública primária de ações ordinárias ("Oferta") de emissão da MPX Energia S.A. ("Companhia"), cujo pedido de registro está sob análise dessa d. Comissão de Valores Mobiliários ("Oferta"), vem, pela presente, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, declarar o quanto segue.

CONSIDERANDO que:

(i) o Coordenador Líder constituiu consultores legais para auxiliá-lo na implementação da Oferta;

(ii) para realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia e em suas controladas, iniciada em 15 de agosto de 2007 ("Auditoria"), sendo que a Auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Oferta Pública Primária de Ações Ordinárias de emissão da Companhia ("Prospecto Definitivo");

por solicitação do Coordenador líder, a Companhia contratou seus auditores independentes para aplicação dos procedimentos previstos nos termos do Pronunciamento IBRACON NPA n. 12, de 7 de março de 2006 com relação ao Prospecto Preliminar de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações de emissão da Companhia ("Prospecto Preliminar") e ao Prospecto Definitivo;

a Companhia disponibilizou os documentos que considerou relevantes para a Oferta;

(v) além dos documentos a que se refere o item (iv) acima, foram solicitados pelo Coordenador Líder documentos e informações adicionais relativos à Companhia; e

conforme informações prestadas pela Companhia, a Companhia disponibilizou, para análise do Coordenador Líder e de seus consultores legais, todos os documentos, bem como foram prestadas todas as informações, considerados relevantes sobre os negócios da Companhia, para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada sobre a Oferta; e

a Companhia, em conjunto com o Coordenador Líder, participou da elaboração do Prospecto Preliminar e participará da elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e através de seus consultores legais;

O Coordenador Líder declara que tomou cautela e agiu com elevados padrões de diligência, respondendo pela falta de diligência ou omissão, para assegurar que:

UBS Pactual Depto. Jurídico

UBS Pactual

I - as informações prestadas pela Companhia são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e

II - as informações prestadas ao mercado durante todo prazo de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro da Companhia e as constantes no estudo de viabilidade econômico-financeira, que venham a integrar o Prospecto Preliminar e o Prospecto Definitivo, são suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta.

O Coordenador Líder ainda declara que:

III - o Prospecto Preliminar contém e o Prospecto Definitivo conterá as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, dos valores mobiliários ofertados, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes a sua atividade e outras informações relevantes; bem como que o Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo a Instrução CVM n.º 400/03.

São Paulo, 28 de novembro de 2007.

BANCO UBS PACTUAL S.A.

Nome: Alexandre D'Avila Mello Bettamio Guimarães
Cargo: Diretor Executivo

Nome: Antonio Carlos Canto Porto Filho
Cargo: Diretor Executivo

UBS Pactual
Depto. Jurídico

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(Anexo I à Ata de Assembléia Geral Extraordinária da MPX Energia S.A. realizada em 07 de dezembro de 2007)

MPX ENERGIA S.A.

CNPJ: 04.423.567/0001-21
NIRE: 33.3.0028402-8

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I
DA DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

Artigo 1º – A **MPX ENERGIA S.A**. ("Companhia") é uma sociedade anônima que se rege pelo presente Estatuto, pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei nº 6.404/76") e pelas demais Leis e Regulamentos que lhe forem aplicáveis.

Parágrafo Único – A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal, quando instalado, sujeitar-se-ão também às disposições do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo S.A. – BVSP (respectivamente "Regulamento do Novo Mercado" e "Bovespa").

Artigo 2º – A Companhia tem sua sede e foro na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praia do Flamengo, nº 154, 10º andar, parte, CEP: 22210-030, podendo instalar filiais e agências em qualquer local do país ou no exterior.

Parágrafo Único – A Companhia poderá, por deliberação da Diretoria, abrir, transferir e/ou encerrar filiais de qualquer espécie, em qualquer parte do território nacional ou no exterior.

Artigo 3º –A Companhia tem por objeto social a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica e a participação, como sócia, sócia-quotista ou acionista, no capital de outras sociedades civis ou comerciais, no país e no exterior, qualquer que seja o objeto social. Para atender ao objeto social da Companhia, esta poderá constituir subsidiárias sob qualquer forma societária.

Artigo 4º – O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II
DO CAPITAL E DAS AÇÕES

Artigo 5º – O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado, é de R$10.580.042,70 (dez milhões, quinhentos e oitenta mil, quarenta e dois reais e setenta centavos), representado por 4.809.110 (quatro milhões, oitocentas e nove mil, cento e dez) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo 1º – O capital social da Companhia será representado exclusivamente por ações ordinárias.

Parágrafo 2º – Cada ação ordinária nominativa dá direito a um voto nas deliberações das Assembléias Gerais da Companhia.

Parágrafo 3º – Todas as ações da Companhia são escriturais e serão mantidas em conta de depósito, em nome de seus titulares, em instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") com quem a Companhia mantenha contrato de custódia em vigor, sem emissão de certificados. A instituição depositária poderá cobrar dos acionistas o custo do serviço de transferência e averbação da propriedade das ações escriturais, assim como o custo dos serviços relativos às ações custodiadas, observados os limites máximos fixados pela CVM.

Parágrafo 4º – Fica vedada a emissão pela Companhia de ações preferenciais ou partes beneficiárias.

Parágrafo 5º – As ações serão indivisíveis em relação à Companhia. Quando uma ação pertencer a mais de uma pessoa, os direitos a ela conferidos serão exercidos pelo representante do condomínio.

Parágrafo 6º – Ressalvado o disposto no Artigo 6º, Parágrafo 3º, os acionistas têm direito de preferência, na proporção de suas respectivas participações, na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição de emissão da Companhia, que pode ser exercido no prazo legal de 30 (trinta) dias.

Artigo 6º – A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de 400.000.000 (quatrocentos milhões) de ações ordinárias, incluídas as ações já emitidas, independentemente de reforma estatutária.

Parágrafo 1º – O aumento do capital social será realizado mediante deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização. Ocorrendo subscrição com integralização em bens, a competência para o aumento de capital será da Assembléia Geral, ouvido o Conselho Fiscal, caso instalado.

Parágrafo 2º – Dentro do limite do capital autorizado, a Companhia poderá emitir ações ordinárias e bônus de subscrição.

Parágrafo 3º – A critério do Conselho de Administração, poderá ser excluído o direito de preferência ou reduzido o prazo de que trata o §4º do art. 171 da Lei nº 6.404/76, nas emissões de ações ordinárias e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante (i) venda em bolsa ou subscrição pública, ou (ii) permuta de ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos da lei, e dentro do limite do capital autorizado.

Artigo 7º – A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, adquirir as próprias ações para permanência em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento, até o montante do saldo de lucro e de reservas, exceto a reserva legal, sem diminuição do capital social, observadas as disposições legais e regulamentares aplicáveis.

Artigo 8º – A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração e de acordo com plano aprovado pela Assembléia Geral, outorgar opção de compra ou subscrição de ações, sem direito de preferência para os acionistas, em favor dos seus administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, podendo essa opção ser estendida aos administradores ou empregados das sociedades controladas pela Companhia, direta ou indiretamente.

CAPÍTULO III
DA ADMINISTRAÇÃO

Seção I – Disposições Gerais

Artigo 9º – A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, de acordo com as atribuições e poderes conferidos pela legislação aplicável e pelo presente Estatuto Social.

Artigo 10 – A partir da adesão pela Companhia ao segmento do Novo Mercado da Bovespa, a posse dos administradores é condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado. Os administradores deverão, imediatamente após a investidura no cargo, comunicar à Bovespa a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos.

Artigo 11º – A Assembléia Geral Ordinária fixará o montante anual global da remuneração dos administradores da Companhia, cabendo ao Conselho de Administração deliberar sobre a sua distribuição.

Seção II – Conselho de Administração

Artigo 12 – O Conselho de Administração será composto por no mínimo 05 (cinco) e no máximo 11 (onze) membros, todos acionistas da Companhia, eleitos pela Assembléia Geral, com mandato unificado de 02 (dois) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo 1º – A Assembléia Geral determinará pelo voto da maioria absoluta, não se computando os votos em branco, previamente à sua eleição, o número de cargos do Conselho de Administração a serem preenchidos em cada mandato, observado o mínimo de 05 (cinco) membros, e o máximo de 11 (onze) membros.

Parágrafo 2º – No mínimo 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração deverão ser Conselheiros Independentes. Considera-se Conselheiro Independente aquele que (i) não tiver qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação no capital social; (ii) não for acionista controlador, cônjuge ou parente até segundo grau do acionista controlador, não for e não tiver sido nos últimos 03 (três) anos vinculado à sociedade ou entidade relacionada ao acionista controlador (excluem-se desta restrição pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa); (iii) não tiver sido nos últimos 3 (três) anos empregado ou diretor da Companhia, do acionista controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não for fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não for funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não for cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; ou (vii) não receber outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (excluem-se desta restrição proventos em dinheiro oriundos de eventual participação no capital). É também considerado Conselheiro Independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos parágrafos quarto e quinto do artigo 141 da Lei das Sociedades por Ações. A qualificação como Conselheiro Independente deverá ser expressamente declarada na ata da Assembléia Geral que o eleger.

Parágrafo 3º – Quando a aplicação do percentual definido acima resultar em número fracionário de Conselheiros, proceder-se-á ao arredondamento para o número inteiro: (i) imediatamente superior se a fração for igual ou superior a 0,5 (cinco décimos); ou (ii) imediatamente inferior, se a fração for inferior a 0,5 (cinco décimos).

Parágrafo 4º – Os membros do Conselho de Administração serão investidos em seus cargos mediante assinatura de termo de posse lavrado no Livro de Atas de Reuniões do Conselho de Administração. Os membros do Conselho de Administração poderão ser destituídos a qualquer tempo pela Assembléia Geral, devendo permanecer em exercício nos respectivos cargos, até a investidura de seus sucessores.

Artigo 13 – O Conselho de Administração terá 01 (um) Presidente e 01 (um) Vice-Presidente, que serão eleitos pela maioria absoluta de votos dos presentes, na primeira reunião do Conselho de Administração que ocorrer imediatamente após a posse de tais membros, ou sempre que ocorrer vacância naqueles cargos. No caso de ausência ou impedimento temporário do Presidente do Conselho de Administração, assumirá as funções do Presidente o Vice-Presidente. Na hipótese de ausência ou impedimento temporário do Presidente e do Vice-Presidente do Conselho de Administração, as funções do Presidente serão exercidas por outro membro do Conselho de Administração indicado pelo Presidente.

Artigo 14 – O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, trimestralmente e, extraordinariamente, sempre que convocado por seu Presidente ou por seu Vice-Presidente, mediante notificação escrita entregue com antecedência mínima de 03 (três) dias úteis, e com apresentação da pauta dos assuntos a serem tratados.

Parágrafo 1º – Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho. As convocações poderão ser feitas por carta com aviso de recebimento, fax ou por qualquer outro meio, eletrônico ou não, que permita a comprovação de recebimento.

Parágrafo 2º – Independentemente das formalidades previstas neste artigo, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os Conselheiros.

Artigo 15 – As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas em primeira convocação com a presença da maioria dos seus membros, e, em segunda convocação, com qualquer número.

Parágrafo 1º – As reuniões do Conselho de Administração serão presididas pelo Presidente do Conselho de Administração e secretariadas por quem ele indicar. No caso de ausência temporária do Presidente do Conselho de Administração, essas reuniões serão presididas pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, por Conselheiro escolhido por maioria dos votos dos demais membros do Conselho de Administração, cabendo ao presidente da reunião indicar o secretário.

Parágrafo 2º – No caso de ausência temporária de qualquer membro do Conselho de Administração, o respectivo membro do Conselho de Administração poderá, com base na pauta dos assuntos a serem tratados, manifestar seu voto por escrito, por meio de carta ou fac-símile entregue ao Presidente do Conselho de Administração, na data da reunião, ou ainda, por correio eletrônico digitalmente certificado.

Parágrafo 3º – Em caso de vacância do cargo de qualquer membro do Conselho de Administração, o substituto será nomeado, para completar o respectivo mandato, por Assembléia Geral Extraordinária. Para os fins deste parágrafo, ocorre vacância com a destituição, morte, renúncia, impedimento comprovado ou invalidez.

Parágrafo 4º – As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas mediante o voto favorável da maioria dos membros presentes, ou que tenham manifestado seu voto na forma do artigo 15, parágrafo 2º deste Estatuto.

Parágrafo 5º – O Presidente em exercício, em caso de empate nas votações, terá voto de qualidade.

Artigo 16 – As reuniões do Conselho de Administração serão realizadas, preferencialmente, na sede da Companhia. Serão admitidas reuniões por meio de teleconferência ou video-conferência, admitida gravação e desgravação das mesmas. Tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião. Nesse caso, os membros do Conselho de Administração que participarem remotamente da reunião do Conselho poderão expressar seus votos, na data da reunião, por meio de carta ou fac-símile ou correio eletrônico digitalmente certificado.

Parágrafo 1º – Ao término de cada reunião deverá ser lavrada ata, que deverá ser assinada por todos os Conselheiros fisicamente presentes à reunião, e posteriormente transcrita no Livro de Registro de Atas do Conselho de Administração da Companhia. Os votos proferidos por Conselheiros que participarem remotamente da reunião do Conselho ou que tenham se manifestado na forma do artigo 15, parágrafo 2º deste Estatuto, deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas do Conselho de Administração, devendo a cópia da carta, fac-símile ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Conselheiro, ser juntada ao Livro logo após a transcrição da ata.

Parágrafo 2º – Deverão ser publicadas e arquivadas no registro público de empresas mercantis as atas de reunião do Conselho de Administração da Companhia que contiverem deliberação destinada a produzir efeitos perante terceiros.

Parágrafo 3º – O Conselho de Administração poderá admitir outros participantes em suas reuniões, com a finalidade de acompanhar as deliberações e/ou prestar esclarecimentos de qualquer natureza, vedado a estes, entretanto, o direito de voto.

Artigo 17 – O Conselho de Administração tem a função primordial de orientação geral dos negócios da Companhia, assim como de controlar e fiscalizar o seu desempenho, cumprindo-lhe, especialmente além de outras atribuições que lhe sejam atribuídas por lei ou pelo Estatuto:

I. Exercer as funções normativas das atividades da Companhia, podendo avocar para seu exame e deliberação qualquer assunto que não se compreenda na competência privativa da Assembléia Geral ou da Diretoria;

II. Fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

III. Eleger e destituir os Diretores da Companhia;

IV. Atribuir aos Diretores suas respectivas funções, atribuições e limites de alçada não especificados neste Estatuto Social, inclusive designando o Diretor de Relações com Investidores, observado o disposto neste Estatuto;

V. Deliberar sobre a convocação da Assembléia Geral, quando julgar conveniente, ou no caso do artigo 132 da Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6404/76);

VI. Fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia e solicitando informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração e quaisquer outros atos;

VII. Apreciar os resultados trimestrais das operações da Companhia;

VIII. Escolher e destituir os auditores independentes, observando-se, nessa escolha, o disposto na legislação aplicável. A empresa de auditoria externa reportar-se-á ao Conselho de Administração;

IX. Convocar os auditores independentes para prestar os esclarecimentos que entender necessários;

X. Apreciar o Relatório da Administração e as contas da Diretoria e deliberar sobre sua submissão à Assembléia Geral;

XI. Aprovar os orçamentos anuais da Companhia e suas respectivas alterações;

XII. Manifestar-se previamente sobre qualquer proposta a ser submetida à deliberação da Assembléia Geral;

XIII. Deliberar sobre aumento do capital e sobre emissão de ações da Companhia, nos limites autorizados no Artigo 6º deste Estatuto, fixando as condições de emissão, inclusive preço e prazo de integralização, podendo, ainda, excluir (ou reduzir prazo para) o direito de preferência nas emissões de ações, bônus de subscrição e debêntures conversíveis, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou por subscrição pública ou em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei;

XIV. Deliberar sobre a aquisição pela Companhia de ações de sua própria emissão, ou sobre o lançamento de opções de venda e compra, referenciadas em ações de emissão da Companhia, para manutenção em tesouraria e/ou posterior cancelamento ou alienação;

XV. Deliberar sobre a emissão de bônus de subscrição;

XVI. Outorgar opção de compra de ações a seus administradores e colaboradores, assim como aos administradores e colaboradores de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência para os acionistas nos termos dos programas aprovados em Assembléia Geral;

XVII. Deliberar sobre a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real, bem como sobre a emissão de *commercial papers*;

XVIII. Autorizar a Companhia a prestar garantias a obrigações de suas controladas e/ou subsidiárias integrais, sendo expressamente vedada a outorga de garantias a obrigações de quaisquer outros terceiros;

XIX. Aprovar a criação de ônus reais sobre os bens da Companhia ou a outorga de garantias a terceiros por obrigações da própria Companhia;

XX. Deliberar o pedido de registro de companhia aberta perante a CVM;

XXI. Definir a lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas, para a preparação de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta e saída do Novo Mercado; e

XXII. Requerer falência, recuperação judicial ou extrajudicial pela Companhia.

Parágrafo Único – O Conselho de Administração poderá autorizar a Diretoria a praticar quaisquer dos atos referidos nos itens XVIII e XIX, observados limites de valor por ato ou série de atos.

Artigo 18 – Compete ao Presidente do Conselho de Administração representar o Conselho de Administração nas Assembléias Gerais.

Artigo 19 – O Conselho de Administração, para seu assessoramento, poderá estabelecer a formação de comitês técnicos e consultivos, com objetivos e funções definidos, sendo integrados por membros dos órgãos de administração da Companhia ou não.

Parágrafo Único – Caberá ao Conselho de Administração estabelecer as normas aplicáveis aos comitês, incluindo regras sobre composição, prazo de gestão, remuneração, funcionamento, abrangência e área de ação.

Seção III – Da Diretoria

Artigo 20 – A Diretoria da Companhia será composta por no mínimo 02 (dois) e no máximo 07 (sete) membros, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração, autorizada cumulação de funções por um mesmo Diretor, sendo designado um Diretor Presidente, um Diretor Jurídico, um Diretor de Novos Negócios, um Diretor Financeiro, um Diretor de Comercialização de Energia e Regulação, um Diretor de Implantação e Operações e um Diretor de Relações com Investidores.

Artigo 21 – O mandato dos membros da Diretoria será unificado de 02 (dois) anos, podendo ser reeleitos.

Artigo 22 – A Diretoria reunir-se-á sempre que assim exigirem os negócios sociais, sendo convocada pelo Diretor Presidente, com antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) horas, ou por 2/3 (dois terços) dos Diretores, neste caso, com antecedência mínima de 48 (quarenta e oito) horas, e a reunião somente será instalada com a presença da maioria de seus membros.

Parágrafo 1º – Em suas ausências ou impedimentos, o Diretor Presidente será substituído pelo Diretor Financeiro e na falta deste pelo Diretor Jurídico.

Parágrafo 2º – No caso de ausência temporária de qualquer Diretor, este poderá, com base na pauta dos assuntos a serem tratados, manifestar seu voto por escrito, por meio de carta ou fac-símile entregue ao Diretor Presidente, ou ainda, por correio eletrônico digitalmente certificado, com prova de recebimento pelo Diretor Presidente.

Parágrafo 3º – Ocorrendo vaga na Diretoria, compete à Diretoria como colegiado indicar, dentre os seus membros, um substituto que acumulará, interinamente, as funções do substituído, perdurando a substituição interina até o provimento definitivo do cargo a ser decidido pela primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar, que deve ocorrer no prazo máximo de 30 (trinta) dias após tal vacância, atuando o substituto então eleito até o término do mandato da Diretoria.

Parágrafo 4º – Os Diretores não poderão afastar-se do exercício de suas funções por mais de 30 (trinta) dias corridos consecutivos sob pena de perda de mandato, salvo caso de licença concedida pela própria Diretoria.

Parágrafo 5º – As reuniões da Diretoria poderão ser realizadas por meio de teleconferência, videoconferência ou outros meios de comunicação. Tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião. Nesse caso, os membros da Diretoria que participarem remotamente da reunião da Diretoria deverão expressar seus votos por meio de carta, fac-símile ou correio eletrônico digitalmente certificado.

Parágrafo 6º – Ao término de cada reunião deverá ser lavrada ata, que deverá ser assinada por todos os Diretores fisicamente presentes à reunião, e posteriormente transcrita no Livro de Registro de Atas da Diretoria. Os votos proferidos por Diretores que participarem remotamente da reunião da Diretoria ou que tenham se manifestado na forma do parágrafo 2º deste artigo, deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas da Diretoria, devendo a cópia da carta, fac-símile ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Diretor, ser juntada ao Livro logo após a transcrição da ata.

Artigo 23 – As deliberações nas reuniões da Diretoria serão tomadas por maioria de votos dos presentes em cada reunião, ou que tenham manifestado seu voto na forma do artigo 22, parágrafo 2º deste Estatuto. Na hipótese de empate nas deliberações, caberá ao Diretor Presidente o voto de qualidade.

Artigo 24 – Compete à Diretoria a administração dos negócios sociais em geral e a prática, para tanto, de todos os atos necessários ou convenientes, ressalvados aqueles para os quais, por lei ou por este Estatuto Social, seja atribuída a competência à Assembléia Geral ou ao Conselho de Administração. No exercício de suas funções, os Diretores poderão realizar todas as operações e praticar todos os atos necessários à consecução dos objetivos de seu cargo, observadas as disposições deste Estatuto Social quanto à forma de representação, à alçada para a prática de determinados atos, e a orientação geral dos negócios estabelecida pelo Conselho de Administração, incluindo deliberar sobre e aprovar a aplicação de recursos, transigir, renunciar, ceder direitos, confessar dívidas, fazer acordos, firmar compromissos, contrair obrigações, celebrar contratos, adquirir, alienar e onerar bens móveis e imóveis, prestar caução, avais e fianças, emitir, endossar, caucionar, descontar, sacar e avalizar títulos em geral, assim como abrir, movimentar e encerrar contas em estabelecimentos de crédito, observadas as restrições legais e aquelas estabelecidas neste Estatuto Social.

Parágrafo 1º – Compete ainda à Diretoria:

I. Cumprir e fazer cumprir este Estatuto e as deliberações do Conselho de Administração e da Assembléia Geral de Acionistas;

II. Submeter, anualmente, à apreciação do Conselho de Administração, o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, acompanhados do relatório dos auditores independentes, bem como a proposta de aplicação dos lucros apurados no exercício anterior;

III. Submeter ao Conselho de Administração orçamento anual; e

IV. Apresentar trimestralmente ao Conselho de Administração o balancete econômico-financeiro e patrimonial detalhado da Companhia e suas controladas.

Parágrafo 2º – Compete ao Diretor Presidente, coordenar a ação dos Diretores e dirigir a execução das atividades relacionadas com o planejamento geral da Companhia, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração:

I. Convocar e presidir as reuniões da Diretoria;

II. Superintender as atividades de administração da Companhia, coordenando e supervisionando as atividades dos membros da Diretoria;

III. Propor sem exclusividade de iniciativa ao Conselho de Administração a atribuição de funções a cada Diretor no momento de sua respectiva eleição;

IV. Representar a Companhia ativa e passivamente, em juízo ou fora dele, observado o previsto no artigo 25 deste Estatuto Social;

V. Coordenar a política de pessoal, organizacional, gerencial, operacional e de marketing da Companhia;

VI. Anualmente, elaborar e apresentar ao Conselho de Administração o plano anual de negócios e o orçamento anual da Companhia; e

VII. Administrar os assuntos de caráter societário em geral.

Parágrafo 3º – Compete ao Diretor Jurídico, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração:

I. auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; e

II. planejar, coordenar, organizar, supervisionar e dirigir as atividades relacionadas com questões jurídicas e regulamentares do Departamento Jurídico da Companhia.

Parágrafo 4º – Compete ao Diretor de Novos Negócios, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração:

I. auxiliar o Diretor Presidente em suas funções;

II. planejar, definir, coordenar, identificar, desenvolver e controlar as novas operações, atividades e projetos de energia para compor o portfólio da Companhia de forma otimizada, responsabilizando-se pela área de Saúde do Meio-Ambiente e Segurança; e

III. zelar pela gestão de parcerias.

Parágrafo 5º – Compete ao Diretor Financeiro, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração:

I. auxiliar o Diretor Presidente em suas funções;

II. coordenar e dirigir as atividades relativas às operações de natureza financeira da Companhia;

III. coordenar e supervisionar o desempenho e os resultados das áreas de finanças de acordo com as metas estabelecidas;

IV. otimizar e gerir as informações e os resultados econômico-financeiros da Companhia;

V. administrar e aplicar os recursos financeiros, a receita operacional e não operacional;

VI. controlar o cumprimento dos compromissos financeiros no que se refere aos requisitos legais, administrativos, orçamentários, fiscais e contratuais das operações, interagindo com os órgãos da Companhia e com as partes envolvidas;

VII. coordenar a implantação de sistemas financeiros e de informação gerencial;

VIII. promover estudos e propor alternativas para o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia;

IX. preparar as demonstrações financeiras da Companhia;

X. responsabilizar-se pela contabilidade da Companhia para atendimento das determinações legais; e

XI. exercer outras funções ou atribuições que lhe forem, de tempos em tempos, determinadas pelo Diretor Presidente.

Parágrafo 6º – Compete ao Diretor de Comercialização de Energia e Regulação, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração:

I. auxiliar o Diretor Presidente em suas funções;

II. coordenar a compra e venda de energia nos mercados regulado e livre; e

III. zelar, coordenar e dirigir a capacidade elétrica energética do sistema da Companhia, inclusive para o atendimento à regulamentação aplicável ao mercado de energia elétrica e às usinas da Companhia.

Parágrafo 7º – Compete ao Diretor de Implantação e Operações, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração:

I. auxiliar o Diretor Presidente em suas funções;

II. gerenciar a implantação dos projetos da Companhia; e

III. coordenar a operação e manutenção das usinas da Companhia.

Parágrafo 8º – Compete ao Diretor de Relações com Investidores, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração:

I. Representar a Companhia perante os órgãos de controle e demais instituições que atuam no mercado de capitais;

II. Prestar informações ao público investidor, à CVM, às Bolsas de Valores em que a Companhia tenha seus valores mobiliários negociados e demais órgãos relacionados às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, conforme legislação aplicável, no Brasil e no exterior; e

III. Manter atualizado o registro de companhia aberta perante a CVM.

Artigo 25 – A Companhia considerar-se-á obrigada quando representada:

a) por quaisquer 02 (dois) Diretores; e

b) em obrigações acima de R$1.000.000,00 (um milhão de reais), por qualquer Diretor em conjunto com 01 procurador, com poderes especiais, devidamente constituídos.

Parágrafo 1º – As procurações serão outorgadas em nome da Companhia pela assinatura conjunta de quaisquer 02 (dois) Diretores, devendo especificar os poderes conferidos e, com exceção das procurações para fins judiciais, serão válidas por no máximo 01 (um) ano.

Parágrafo 2º – As procurações outorgadas para os fins do item b acima, deverão ser outorgadas, necessariamente, ao Presidente ou Vice-Presidente do Conselho de Administração da Companhia.

CAPITULO IV
DAS ASSEMBLÉIAS GERAIS

Artigo 26 – A Assembléia Geral reunir-se-á, ordinariamente, dentro dos 04 (quatro) meses seguintes ao término de cada exercício social e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais o exigirem, observadas em sua convocação, instalação e deliberação as prescrições legais pertinentes e as disposições do presente Estatuto.

Parágrafo Único – As reuniões das Assembléias Gerais serão convocadas com, no mínimo, 15 (quinze) dias corridos de antecedência, e presididas pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração, e secretariadas por um acionista escolhido pelo Presidente da Assembléia dentre os presentes à reunião.

Artigo 27 – Para tomar parte na Assembléia Geral, o acionista deverá apresentar no dia da realização da respectiva assembléia: (i) comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de sua titularidade ou em custódia, na forma do artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações, e/ou relativamente aos acionistas participantes da custódia fungível de ações nominativas, o extrato contendo a respectiva participação acionária, emitido pelo órgão competente datado de até 02 (dois) dias úteis antes da realização da Assembléia Geral; ou (ii) instrumento de mandato, devidamente regularizado na forma da lei e deste Estatuto, na hipótese de representação do acionista. O acionista ou seu representante legal deverá comparecer à Assembléia Geral munido de documentos que comprovem sua identidade.

Parágrafo 1º – O acionista poderá ser representado na Assembléia Geral por procurador constituído há menos de 01 (um) ano, que seja acionista, administrador da Companhia, advogado, instituição financeira ou administrador de fundos de investimento que represente os condôminos.

Parágrafo 2º – As deliberações da Assembléia Geral, ressalvadas as hipóteses especiais previstas em lei e neste Estatuto Social, serão tomadas por maioria absoluta de votos, não se computando os votos em branco.

Parágrafo 3º – As atas das Assembléias deverão ser lavradas na forma de sumário dos fatos ocorridos, inclusive dissidências e protestos, contendo a transcrição das deliberações tomadas, observado o disposto no § 1º do artigo 130 da Lei das Sociedades por Ações.

Artigo 28 – Compete à Assembléia Geral, além das demais atribuições previstas em lei:

a) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

b) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração;

c) fixar a remuneração global anual dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, assim como a dos membros do Conselho Fiscal, se instalado;

d) reformar o Estatuto Social;

e) deliberar sobre a dissolução, liquidação, fusão, cisão, incorporação da Companhia, ou de qualquer sociedade na Companhia;

f) atribuir bonificações em ações e decidir sobre eventuais grupamentos e desdobramentos de ações;

g) aprovar planos de outorga de opção de compra de ações aos seus administradores e empregados e a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, assim como aos administradores e empregados de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia;

h) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos;

i) deliberar sobre aumento do capital social, em conformidade com as disposições deste Estatuto Social;

j) eleger o liquidante, bem como o Conselho Fiscal que deverá funcionar no período de liquidação;

k) deliberar o cancelamento do registro de companhia aberta perante a CVM;

l) deliberar a saída do Novo Mercado, a qual deverá ser comunicada à Bovespa por escrito, com antecedência prévia de 30 (trinta) dias; e

m) escolher empresa especializada responsável pela elaboração de laudo de avaliação no caso dos artigos 39 e 42 deste Estatuto, dentre as empresas indicadas em lista tríplice formulada pelo Conselho de Administração.

CAPÍTULO V
DO CONSELHO FISCAL

Artigo 29 – O Conselho Fiscal da Companhia funcionará em caráter não permanente e, quando instalado, será composto por 03 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, acionistas ou não, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembléia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia será composto, instalado e remunerado em conformidade com a legislação em vigor.

Parágrafo 1º – A posse dos membros do Conselho Fiscal será feita mediante a assinatura de termo respectivo, em livro próprio, e a partir da adesão da Companhia ao segmento do Novo Mercado da Bovespa, estará condicionada à subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal previsto no Regulamento do Novo Mercado da Bovespa.

Parágrafo 2º – A partir da adesão pela Companhia ao segmento do Novo mercado da Bovespa, os membros do Conselho Fiscal deverão, ainda, imediatamente após a posse no cargo, comunicar à Bovespa a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive derivativos.

Parágrafo 3º – Os membros do Conselho Fiscal serão substituídos, em suas faltas e impedimentos, pelo respectivo suplente.

Parágrafo 4º – Ocorrendo a vacância do cargo de membro do Conselho Fiscal, o respectivo suplente ocupará seu lugar. Não havendo suplente, a Assembléia Geral será convocada para proceder à eleição de membro para o cargo vago.

Parágrafo 5º – Não poderá ser eleito para o cargo de membro do Conselho Fiscal da Companhia aquele que mantiver vínculo com sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia, estando vedada, entre outros, a eleição da pessoa que: (a) seja empregado, acionista ou membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de concorrente ou de acionista controlador ou controlada, de concorrente; (b) seja cônjuge ou parente até 2º grau de membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de Concorrente ou de Acionista Controlador ou Controlada de concorrente.

Parágrafo 6º – Caso qualquer acionista deseje indicar um ou mais representantes para compor o Conselho Fiscal, que não tenham sido membros do Conselho Fiscal no período subseqüente à última Assembléia Geral Ordinária, tal acionista deverá notificar a Companhia por escrito com 10 (dez) dias úteis de antecedência em relação à data da Assembléia Geral que elegerá os Conselheiros, informando o nome, a qualificação e o currículo profissional completo dos candidatos.

Artigo 30 – Quando instalado, o Conselho Fiscal se reunirá, nos termos da lei, sempre que necessário e analisará, ao menos trimestralmente, as demonstrações financeiras.

Parágrafo 1º – Independentemente de quaisquer formalidades, será considerada regularmente convocada a reunião à qual comparecer a totalidade dos membros do Conselho Fiscal.

Parágrafo 2º – O Conselho Fiscal se manifesta por maioria absoluta de votos, presente a maioria dos seus membros.

Parágrafo 3º – Todas as deliberações do Conselho Fiscal constarão de atas lavradas no respectivo livro de Atas e Pareceres do Conselho Fiscal e assinadas pelos Conselheiros presentes.

CAPÍTULO VI
DO EXERCÍCIO FISCAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DA DESTINAÇÂO DOS LUCROS

Artigo 31 – O exercício social terá início em 1º de janeiro e término em 31 de dezembro e obedecerá, quanto às demonstrações financeiras, o Regulamento do Novo Mercado da Bovespa e as disposições legais aplicáveis.

Parágrafo 1º – Por deliberação do Conselho de Administração, a Companhia poderá (i) levantar balanços semestrais, trimestrais ou de períodos menores, e declarar dividendos ou juros sobre capital próprio dos lucros verificados em tais balanços; ou (ii) declarar dividendos ou juros sobre capital próprio intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual.

Parágrafo 2º – Os dividendos intermediários ou intercalares distribuídos e os juros sobre capital próprio poderão ser imputados ao dividendo obrigatório previsto no artigo 32 abaixo.

Parágrafo 3º – A Companhia e os Administradores deverão, pelo menos uma vez ao ano, realizar reunião pública com analistas e quaisquer outros interessados, para divulgar informações quanto à situação econômico-financeira, projetos e perspectivas da Companhia.

Artigo 32 – Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, se houver, e a provisão para o imposto sobre a renda e contribuição social sobre o lucro.

Parágrafo 1º – Do saldo remanescente, a Assembléia Geral poderá atribuir aos Administradores uma participação nos lucros correspondente a até um décimo dos lucros do exercício. É condição para pagamento de tal participação a atribuição aos acionistas do dividendo obrigatório previsto no parágrafo 3º deste artigo.

Parágrafo 2º – O lucro líquido do exercício terá a seguinte destinação:

a) 5% (cinco por cento) serão aplicados antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social. No exercício em que o saldo da reserva legal acrescido do montante das reservas de capital, de que trata o parágrafo 1º do artigo 182 da Lei das Sociedades por Ações, exceder 30% (trinta por cento) do capital social, não será obrigatória a destinação de parte do lucro líquido do exercício para a reserva legal;

b) uma parcela, por proposta dos órgãos da administração, poderá ser destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores, nos termos do artigo 195 da Lei das Sociedades por Ações;

c) uma parcela será destinada ao pagamento do dividendo anual mínimo obrigatório aos acionistas, observado o disposto no parágrafo 4º deste artigo;

d) no exercício em que o montante do dividendo obrigatório, calculado nos termos do parágrafo 4º deste artigo, ultrapassar a parcela realizada do lucro do exercício, a Assembléia Geral poderá, por proposta dos órgãos de administração, destinar o excesso à constituição de reserva de lucros a realizar, observado o disposto no artigo 197 da Lei das Sociedades por Ações;

e) uma parcela, por proposta dos órgãos da administração, poderá ser retida com base em orçamento de capital previamente aprovado, nos termos do artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações;

f) a Companhia manterá a reserva de lucros estatutária denominada "Reserva de Investimentos", que terá por fim financiar a expansão das atividades da Companhia e/ou de suas empresas controladas e coligadas, inclusive por meio da subscrição de aumentos de capital ou criação de novos empreendimentos, a qual poderá será formada com até 100% (cem por cento) do lucro líquido que remanescer após as deduções legais e estatutárias e cujo saldo, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas a reserva de lucros a realizar e a reserva para contingências, não poderá ultrapassar 100% (cem por cento) do capital social subscrito da Companhia; e

g) o saldo terá a destinação que lhe for dada pela Assembléia Geral, observadas as prescrições legais.

Parágrafo 3º – Aos acionistas é assegurado o direito ao recebimento de um dividendo obrigatório anual, não inferior a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição de reserva legal; e (ii) importância destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores.

Parágrafo 4º – O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido realizado, nos termos da lei.

Artigo 33 – Por proposta da Diretoria, aprovada pelo Conselho de Administração, *ad referendum* da Assembléia Geral, a Companhia poderá pagar ou creditar juros aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio destes últimos, observada a legislação aplicável. As eventuais importâncias assim desembolsadas poderão ser imputadas ao valor do dividendo obrigatório previsto neste Estatuto.

Parágrafo 1º – Em caso de creditamento de juros aos acionistas no decorrer do exercício social e atribuição dos mesmos ao valor do dividendo obrigatório, será assegurado aos acionistas o pagamento de eventual saldo remanescente. Na hipótese do valor dos dividendos ser inferior ao que lhes foi creditado, a Companhia não poderá cobrar dos acionistas o saldo excedente.

Parágrafo 2º – O pagamento efetivo dos juros sobre o capital próprio, tendo ocorrido o creditamento no decorrer do exercício social, dar-se-á por deliberação do Conselho de Administração, no curso do exercício social ou no exercício seguinte.

Artigo 34 – A Assembléia Geral poderá deliberar a capitalização de reservas de lucros ou de capital, inclusive as instituídas em balanços intermediários, observada a legislação aplicável.

Artigo 35 – Os dividendos não recebidos ou reclamados prescreverão no prazo de 03 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, e reverterão em favor da Companhia.

CAPÍTULO VII
DA ALIENAÇÃO DE CONTROLE

Artigo 36 – A alienação do controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, somente poderá ser contratada, sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das demais ações dos outros acionistas da Companhia, observando as condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, e observando-se, no mais, os procedimentos estabelecidos pela Bovespa e pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Parágrafo Único – A oferta pública referida no caput deste artigo será exigida, ainda, quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia, e em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o poder de controle da Companhia, sendo que, neste caso, o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à Bovespa o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que comprove esse valor.

Artigo 37 – A oferta pública prevista no artigo 36 também deverá ser efetivada caso o adquirente do controle já seja acionista da Companhia, e venha, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, a adquirir seu controle acionário. Nesta hipótese, o adquirente deverá ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data de alienação do controle acionário, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações da Companhia neste período, devidamente atualizado.

Artigo 38 – A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente do poder de controle ou para aquele(s) que vier(em) a deter o poder de controle, enquanto esse(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores previsto no Regulamento do Novo Mercado da Bovespa.

Parágrafo Único – Da mesma forma, nenhum Acordo de Acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle poderá ser registrado na sede da Companhia sem que os seus signatários tenham subscrito o Termo de Anuência referido neste artigo.

CAPITULO VIII
DO CANCELAMENTO DE REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA

Artigo 39 – O cancelamento de registro da Companhia como companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM deverá ser precedido de oferta pública de aquisição de ações, que deverá ter como preço, no mínimo, obrigatoriamente, o valor da Companhia e de suas ações que vier a ser determinado em laudo de avaliação por empresa especializada, mediante a utilização do valor econômico das ações como critério de apuração, por meio de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A escolha da empresa especializada dar-se-á na forma do Artigo 41 deste Estatuto.

Parágrafo 1º – Obedecidos os demais termos do Regulamento do Novo Mercado da Bovespa, deste Estatuto e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever também a permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Parágrafo 2º – O cancelamento deverá ser precedido de Assembléia Geral Extraordinária em que se delibere especificamente sobre tal cancelamento.

Artigo 40 – Caso o laudo de avaliação a que se refere o Artigo 39 não esteja pronto até a Assembléia Geral Extraordinária convocada para deliberar sobre o cancelamento do registro de companhia aberta, o acionista controlador, o grupo de acionistas que detiver o poder de controle da Companhia ou, ainda, a própria Companhia, deverá informar nessa assembléia o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

Parágrafo 1º – A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação a que se refere o Artigo 39 não seja superior ao valor divulgado pelo acionista controlador, grupo de acionistas que detiver o poder de controle da Companhia ou pela própria Companhia, na assembléia referida no caput deste artigo.

Parágrafo 2º – Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo acionista, grupo de acionistas que detiver o poder de controle ou então pela própria Companhia, a deliberação referida no caput deste artigo ficará automaticamente cancelada, devendo ser dada ampla divulgação desse fato ao mercado, exceto se o acionista que detiver o poder de controle concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação.

Artigo 41 – O laudo de avaliação a que se refere o Artigo 39 e o Artigo 42 deverá ser elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e/ou acionista controlador, bem como satisfazer os requisitos do parágrafo 1º do artigo 8º da Lei das Sociedades por Ações, e conter a responsabilidade prevista no parágrafo 6º do mesmo artigo.

Parágrafo 1º – A escolha da empresa especializada é de competência privativa da assembléia geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação ser tomada, não se computando os votos em branco, por maioria dos votos dos acionistas representantes das ações em circulação presentes naquela assembléia que se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de Ações em Circulação, ou que se instalada em segunda convocação poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação.

Parágrafo 2º – Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo acionista ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle ou, então, pela própria Companhia, dependendo do caso.

CAPÍTULO IX
DA SAÍDA DO NOVO MERCADO

Artigo 42 – Caso os acionistas da Companhia reunidos em Assembléia Geral Extraordinária deliberem a saída da Companhia do Novo Mercado da Bovespa, (i) seja para que suas ações tenham registro para negociação fora do Novo Mercado, ou (ii) seja em virtude de reorganização societária da Companhia, na qual as ações da companhia resultante de tal reorganização não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado, o acionista, ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle da Companhia, deverá efetivar uma oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas, no mínimo, pelo valor econômico das ações apurado em laudo de avaliação conforme previsto no artigo 41, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo Único – A oferta pública prevista neste artigo observará, no que for cabível, o disposto nos artigos 39, 40, 41 acima.

CAPÍTULO X
DO JUÍZO ARBITRAL

Artigo 43 – A Companhia, seus acionistas, Administradores e membros do Conselho Fiscal (quando instalado), obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, neste Estatuto Social, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

Parágrafo Único – Sem prejuízo da validade desta cláusula arbitral, qualquer das partes do procedimento arbitral terá o direito de recorrer ao Poder Judiciário com o objetivo de, se e quando necessário, requerer medidas cautelares de proteção de direitos, seja em procedimento arbitral já instituído ou ainda não instituído, sendo que, tão logo qualquer medida dessa natureza seja concedida, a competência para decisão de mérito será imediatamente restituída ao tribunal arbitral instituído ou a ser instituído.

CAPÍTULO XI
DA LIQUIDAÇÃO

Artigo 44 – A Companhia será dissolvida e entrará em liquidação nos casos previstos em lei, competindo à Assembléia Geral estabelecer o modo de liquidação, eleger o liquidante e, se for o caso, o Conselho Fiscal para tal finalidade.

CAPÍTULO XII
DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 45 – A Companhia observará os acordos de acionistas arquivados em sua sede, sendo expressamente vedado aos integrantes da mesa diretora da Assembléia Geral ou do Conselho de Administração acatar declaração de voto de qualquer acionista, signatário de acordo de acionistas devidamente arquivado na sede social, que for proferida em desacordo com o que tiver sido ajustado no referido acordo, sendo também expressamente vedado à companhia aceitar e proceder à transferência de ações e/ou à oneração e/ou à cessão de direito de preferência à subscrição de ações e/ou de outros valores mobiliários que não respeitar aquilo que estiver previsto e regulado em acordo de acionistas.

Artigo 46 – Os casos omissos neste Estatuto Social serão resolvidos pela Assembléia Geral e regulados de acordo com o que preceitua a Lei das Sociedades por Ações.

Artigo 47 – Observado o disposto no artigo 45 da Lei das Sociedades por Ações, o valor do reembolso a ser pago aos acionistas dissidentes terá por base o valor patrimonial, constante do último balanço aprovado pela Assembléia Geral.

Artigo 48 – As publicações ordenadas pela Lei das Sociedades por Ações serão realizadas nos jornais Valor Econômico e Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.

Artigo 49 – O pagamento dos dividendos, aprovado em Assembléia Geral, bem como a distribuição de ações provenientes de aumento do capital, serão efetuados no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a partir da data da publicação da respectiva ata.

Artigo 50 – A Companhia poderá negociar com suas próprias ações, observadas as disposições legais e as normas que vierem a ser expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Artigo 51 – As disposições previstas no parágrafo único do Art. 1º, c*aput* do Artigo 10, no parágrafo 1º do Artigo 29, no *caput* do Artigo 31 e, por fim, nos Artigos 36 a 42, somente terão plena eficácia a partir da vigência do Contrato de Participação no Novo Mercado pela Companhia perante a Bovespa, condicionada à publicação do Anúncio de Início de Distribuição Pública referente à primeira distribuição pública de ações de emissão da Companhia objeto do pedido de registro nº RJ/2007-12685 protocolado na CVM em 22 de outubro de 2007.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 21 de novembro de 2007, aprovando a Oferta

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

MPX Energia S.A.

CNPJ 04.423.567/0001-21

NIRE 33.3.0028402-8

Ata da Reunião do Conselho de Administração

realizada em 21 de novembro de 2007

Data, Hora e Local: Aos 21 dias do mês de novembro de 2007, às 10:00 horas, na sede social da MPX Energia S.A. ("Companhia" ou "MPX"), situada na Praia do Flamengo nº. 154, 10º andar (parte), Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro.

Convocação e presenças: Dispensada a convocação, tendo em vista a presença da totalidade dos membros do Conselho de Administração da Companhia.

Mesa: Presidente: Sr. Eike Fuhrken Batista, Secretário: Sr. Marcelo Adler Cheniaux.

Ordem do Dia: Deliberar sobre: (i) a autorização para a Diretoria da Companhia tomar todas as providências e praticar todos os atos necessários à realização do aumento do capital social da Companhia, dentro do seu limite de capital autorizado, nos termos do seu Estatuto Social, mediante a emissão de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal ("Ações Ordinárias"), a serem objeto de distribuição pública a ser registrada na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"); (ii) a ratificação de todos os demais atos já praticados pela Diretoria da Companhia com vistas à realização da distribuição pública mencionada no item (i) acima; (iii) a autorização para o aumento de capital da Companhia dentro do limite do capital autorizado, nos termos do seu Estatuto Social, mediante oferta pública de Ações Ordinárias; (iv) a destinação dos recursos a serem auferidos pela Companhia em decorrência do aumento de capital; (v) a forma de colocação das Ações Ordinárias no âmbito da distribuição pública prevista no item (i) acima; (vi) a exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia na subscrição das Ações Ordinárias;

MPX JURÍDICO

(vii) os direitos que as Ações Ordinárias a serem emitidas conferirão a seus titulares; (viii) ratificação de todos os atos já praticados pela Diretoria da Companhia para listagem das ações ordinárias no Novo Mercado, segmento especial de listagem da Bolsa de Valores de São Paulo S.A – BVSP (respectivamente "Bovespa" e "Novo Mercado"), inclusive a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado e dos demais documentos relacionados; e (ix) a autorização para a Diretoria da Companhia praticar quaisquer outros atos necessários à consecução das deliberações previstas nos itens (i) a (viii) acima.

Deliberações: após detida análise das matérias da ordem do dia, foram tomadas, por unanimidade, as seguintes deliberações: (i) autorizou-se a Diretoria, desde já, a tomar todas as providências e praticar todos os atos necessários à realização do aumento do seu capital social, dentro do limite de seu capital autorizado, nos termos do Estatuto Social, mediante a emissão de Ações Ordinárias a serem ofertadas a investidores institucionais qualificados brasileiros, por meio de distribuição pública de Ações Ordinárias, a ser registrada na CVM, incluindo esforços de colocação de Ações Ordinárias no exterior, a serem adquiridas em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, com base nas isenções de registro previstas no *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América, conforme alterado ("*Securities Act*"). A referida distribuição pública primária será registrada na CVM. Para tanto, a Diretoria está investida de plenos poderes para tomar todas as providências necessárias à realização da distribuição pública e, em especial, dos poderes de representação da Companhia na CVM, Banco Central do Brasil, Bovespa, Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia, podendo praticar, ou fazer com que sejam praticados, quando necessários, quaisquer atos e/ou negociar e firmar quaisquer contratos, comunicações, notificações, certificados, documentos ou instrumentos que considerar necessários ou apropriados para a realização da distribuição pública, incluindo os Prospectos de Distribuição a serem arquivados na CVM, o Contrato de Coordenação e Garantia Firme de Subscrição, Aquisição e Colocação de Ações Ordinárias de Emissão da MPX Energia S.A., o Instrumento Particular de Prestação de Serviços de Estabilização de Preços de Ações Ordinárias de Emissão da MPX Energia S.A. e o *Placement Facilitation Agreement*; (ii) foram ratificados todos os demais atos já praticados pela Diretoria da Companhia com vistas à distribuição pública mencionada no item (i) acima, inclusive a contratação do Banco UBS Pactual S.A. ("Coordenador Líder"), do Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A. ("Merrill Lynch"), do Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA") e do Banco Santander S.A. ("Santander" e, em conjunto com o Coordenador Líder, Merrill Lynch e o

MPX JURÍDICO

Itaú BBA, os "Coordenadores da Oferta") para coordenar a referida distribuição, dos assessores legais Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados e Davis Polk & Wardwell e dos auditores independentes KPMG Auditores Independentes; (iii) autorizou-se o aumento do capital social da Companhia dentro do limite do capital autorizado previsto no artigo 6º do seu Estatuto Social, mediante a emissão para subscrição pública de Ações Ordinárias. Em decorrência, deliberaram, ainda, que o preço de emissão das Ações Ordinárias, bem como as outras condições da oferta pública, inclusive a quantidade de Ações Ordinárias objeto da distribuição pública primária, serão fixadas posteriormente pelo Conselho de Administração, em reunião a ser convocada para este fim, em momento anterior à concessão do registro da distribuição pública pela CVM; (iv) aprovou-se que os recursos a serem obtidos mediante o aumento de capital serão utilizados pela Companhia na construção e desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica para fazer frente a despesas pré-operacionais e operacionais, tais como locação e/ou aquisição de terrenos, realização de obras de construção civil, aquisição de equipamentos e despesas com pessoal, vendas e administrativas; (v) aprovou-se a distribuição pública das Ações Ordinárias a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400, e realizada pelos Coordenadores, em regime de garantia firme de liquidação, com a participação de determinadas instituições financeiras e das corretoras consorciadas por eles contratadas, pelo procedimento descrito em Aviso ao Mercado a ser publicado pela Companhia, bem como no prospecto preliminar e nos demais documentos da oferta, de acordo com o disposto nos Artigos 33, §3º e 24 da Instrução CVM 400, incluindo esforços de colocação de Ações Ordinárias no exterior, a serem adquiridas por investidores institucionais qualificados, residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, definidos em conformidade com o disposto na Regra 144A do *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América ("*Securities Act*"), e por investidores nos demais países (exceto Estados Unidos da América e Brasil), com base no Regulamento S editado ao amparo do *Securities Act*, e de acordo com a legislação aplicável no país de cada investidor, que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento da Resolução n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000 e alterações posteriores, do Conselho Monetário Nacional, e da Instrução da CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000 e alterações posteriores, ou ainda nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº4.131, de 27 de setembro de 1962 e alterações posteriores, esforços esses que serão realizados pelo UBS Securities LLC, Merrill Lynch Pierce, Fenner & Smith Incorporated, Itaú Securities, Inc. e Santander Investment Securities Inc.. Não será realizado qualquer registro na *Securities and Exchange*

MPX
JURÍDICO
725

Commission dos Estados Unidos da América, nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil, junto à CVM; (vi) aprovou-se a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição das novas ações, em conformidade com o disposto no Artigo 172, inciso I, da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e nos termos do Estatuto Social da Companhia; (vii) aprovou-se a outorga aos titulares das Ações Ordinárias objeto do presente aumento de capital, a partir da data de sua emissão, dos mesmos direitos conferidos às atuais ações ordinárias pelo Estatuto Social da Companhia e pela legislação aplicável, inclusive atribuição de dividendos e outros benefícios que vierem a ser declarados pela Companhia a partir da data de liquidação da Oferta; (viii) foram ratificados todos os atos já praticados pela Diretoria da Companhia para listagem das ações ordinárias no Novo Mercado, inclusive a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado, dos termos de adesão ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado e de todos os demais documentos relacionados; e (ix) autorizou-se a Diretoria da Companhia a praticar todos os demais atos necessários à consecução da Oferta e à listagem e negociação das ações ordinárias no Novo Mercado, bem como à assinatura de todos e quaisquer contratos e documentos necessários à sua realização.

Encerramento: Nada mais havendo a tratar, foram os trabalhos suspensos para lavratura desta ata. Reabertos os trabalhos, foi a presente ata lida e aprovada, tendo sido assinada por todos os presentes.

Presenças: Mesa: Eike Fuhrken Batista – Presidente; Marcelo Adler Cheniaux – Secretário. Membros do Conselho de Administração: Eike Fuhrken Batista, Flávio Godinho, Marcelo Adler Cheniaux, Luiz Rodolfo Landim Machado, Eliezer Batista da Silva, Luiz do Amaral de França Pereira, Samir Zraick, Rodolpho Tourinho Neto e Rafael de Almeida Magalhães.

A presente ata é cópia fiel da via lavrada em livro próprio

Rio de Janeiro, 21 de novembro de 2007

Marcelo Adler Cheniaux - Secretário

JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
Nome : MPX ENERGIA S A
Nire : 33.3.0028402-8
Protocolo : 00-2007/174199-2 - 21/11/2007
CERTIFICO O DEFERIMENTO EM 23/11/2007
NÚMERO E DATA ABAIXO.
E O REGISTRO SOB O
00001752686
DATA : 23/11/2007
Valéria G. M. Serra
SECRETÁRIA GERAL

Informações Anuais relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, somente as informações não constantes do Prospecto

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
999999	MPX ENERGIA S/A	04423567000121

4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL MPX ENERGIA S/A
5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR MPX MINERAÇÃO E ENERGIA S/A
6 - NIRE 33300284028
7 - SITE WWW.MPX.COM.BR

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO				2 - BAIRRO OU DISTRITO
PRAIA DO FLAMENGO 154, 10 ANDAR PARTE				FLAMENGO
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO			5 - UF
22210-030	RIO DE JANEIRO			RJ
6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX
21	2555-5500	-	-	
11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX	
21	2555-5560	-	-	
15 - E-MAIL				
ri@mpx.com.br				

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

ATENDIMENTO NA EMPRESA

1 - NOME				
EDUARDO KARRER				
2 - CARGO				
DIRETOR DE RELAÇÃO COM OS INVESTIDORES				
3 - ENDEREÇO COMPLETO				4 - BAIRRO OU DISTRITO
PRAIA DO FLAMENGO, 154 - 10 ANDAR PARTE				FLAMENGO
5 - CEP	6 - MUNICÍPIO			7 - UF
22210-030	RIO DE JANEIRO			RJ
8 - DDD	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEFONE	12 - TELEX
021	2555-5500	-	-	
13 - DDD	14 - FAX	15 - FAX	16 - FAX	
021	2555-5560	-	-	
17 - E-MAIL				
EDUARDO.KARRER@MPX.COM.BR				

AGENTE EMISSOR / INSTITUIÇÃO FINANCEIRA DEPOSITÁRIA

18 - NOME				
BANCO ITAU S.A.				
19 - CONTATO				
LUIZ LOUREIRO				
20 - ENDEREÇO COMPLETO				21 - BAIRRO OU DISTRITO
PRAÇA ALFREDO EGYDIO DE SOUZA ARANHA., 100				CENTRO
22 - CEP	23 - MUNICÍPIO			24 - UF
04344-902	SÃO PAULO			SP
25 - DDD	26 - TELEFONE	27 - TELEFONE	28 - TELEFONE	29 - TELEX
11	5029-1905	-	-	
30 - DDD	31 - FAX	32 - FAX	33 - FAX	
11	5019-1917	-	-	
34 - E-MAIL				

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

35 - ITEM	36 - MUNICÍPIO	37- UF	38 - DDD	39 - TELEFONE	40 - TELEFONE
01				-	-
02				-	-
03				-	-
04				-	-

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME					
EDUARDO KARRER					
2 - ENDEREÇO COMPLETO				3 - BAIRRO OU DISTRITO	
PRAIA DO FLAMENGO 154, 10 ANDAR - PARTE				FLAMENGO	
4 - CEP	5 - MUNICÍPIO				6 - UF
22210-030	RIO DE JANEIRO				RJ
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	
021	2555-5500	-	-		
12 - DDD	13 - FAX	14 - FAX	15 - FAX		
021	2555-5560	-	-		
16 - E-MAIL					
EDUARDO.KARRER@MPX.COM.BR					
17 - DIRETOR BRASILEIRO	18 - CPF	18 - PASSAPORTE			
SIM	794.312.677-72				

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL
01/01/2006	31/12/2006

3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO	4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO
01/01/2007	31/12/2007

5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	6 - CÓDIGO CVM
KPMG AUDITORES INDEPENDENTES	00418-9
7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	8 - CPF DO RESP. TÉCNICO
MANUEL FERNANDES RODRIGUES DE SOUZA	783.840.017-15

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO

BVBAAL	BVMESB	BVPR	BVRJ	BVST
BVES	BVPP	BVRG	X BOVESPA	

2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO
Bolsa
3 - TIPO DE SITUAÇÃO
Operacional
4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE
1120 - Energia Elétrica

5 - ATIVIDADE PRINCIPAL	6 - AÇÕES PREF. COM CLASSES
PARTICIPAÇÃO EM OUTRAS SOCIEDADES	NÃO

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO
Privada Nacional

2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA.

X	Ações		Certificado de Recebíveis Imobiliários (CRI)
	Debêntures Conversíveis em Ações		Notas Promissórias (NP)
	Ações Resgatáveis		BDR
	Partes Beneficiárias		Outros
	Debêntures Simples		
	Bônus de Subscrição		
	Certificado de Investimento Coletivo (CIC)		

DESCRIÇÃO

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - AVISO AOS ACIONISTAS SOBRE DISPONIBILIDADE DAS DFs.	2 - ATA DA AGO QUE APROVOU AS DFs.
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFs.	4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF
01	Diario Oficial	RJ
02	Valor Econômico	RJ

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
04/12/2007	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

02.01.01 - COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

1 - ITEM	2 - NOME DO ADMINISTRADOR	3 - CPF	4 - DATA DA ELEIÇÃO	5 - PRAZO DO MANDATO	6 - CÓDIGO TIPO DO ADMINISTRADOR *	7 - ELEITO P/ CONTROLADOR	8 - CARGO /FUNÇÃO	9 - FUNÇÃO
01	Eduardo Karrer	794.312.677-72	25/09/2007	2 anos	1		19	Diretor-Presidente e Diretor de RI
02	Eike Fuhrken Batista	664.976.807-30	25/09/2007	2 anos	2	SIM	20	Presidente do Conselho de Administração
03	Paulo Monteiro Barbosa Filho	516.853.297-72	25/09/2007	2 anos	1		19	Diretor de novos negócios
04	Flavio Godinho	666.112.617-53	25/09/2007	2 anos	2	SIM	21	Vice Presidente Cons. de Administração
05	Marcelo Adler Cheniaux	910.656.077-68	25/09/2007	2 anos	2	SIM	22	Conselho de Administração (Efetivo)
06	Rudolph Ihns	571.565.577-34	25/09/2007	2 anos	1		19	Diretor Financeiro
07	Xisto Vieira	023.447.347-91	25/09/2007	2 anos	1		19	Dir. Comercializ. de Energia e Regulação
08	Luiz Rodolpho Landim Machado	596.293.207-20	25/09/2007	2 anos	2	SIM	22	Conselho de Administração (Efetivo)
09	Luiz do Amaral de França Pereira	014.707.017-15	25/09/2007	2 anos	2	SIM	29	Conselheiro independente
10	Samir Zraick	149.615.207-72	25/09/2007	2 anos	2	SIM	29	Conselheiro independente
11	Rodolpho Tourinho Neto	046.999.205-00	25/09/2007	2 anos	2	SIM	29	Conselheiro independente
12	Eliezer Batista da Silva	607.460.507-63	25/09/2007	2 anos	2	SIM	22	Conselho de Administração (Efetivo)
13	Rafael de Almeida Magalhães	007.934.007-59	05/11/2007	2 anos	2	SIM	29	Conselheiro independente
14	Marcus Bernd Temke	787.499.807-34	05/11/2007	2 anos	1		19	Diretor de Implantação e Operações
15	Bruno de Rossi Chevalier	890.253.267-49	05/11/2007	2 anos	1		19	Diretor Jurídico

* CÓDIGO: 1 - PERTENCE APENAS À DIRETORIA;
2 - PERTENCE APENAS AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO;
3 - PERTENCE À DIRETORIA E AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

03.01 - EVENTOS RELATIVOS À DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL

1 - EVENTO BASE	2 - DATA DO EVENTO	3 - PESSOAS FÍSICAS E JURÍDICAS	4 - INVESTIDORES INSTITUCIONAIS	5 - ACORDO DE ACIONISTAS	6 - AÇÕES PREFER. COM DIREITO A VOTO
AGE	07/12/2007	0	0	NÃO	NÃO

7 - AÇÕES PREFERENCIAIS COM DIREITO A VOTO	8 - DATA DO ÚLTIMO ACORDO DE ACIONISTAS

AÇÕES EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO

9 - EXISTEM AÇÕES EM CIRCULAÇÃO	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		TOTAL	
	10 - QUANTIDADE (Unidade)	11 - PERCENTUAL	12 - QUANTIDADE (Unidade)	13 - PERCENTUAL	14 - QUANTIDADE (Unidade)	15 - PERCENTUAL
NÃO	0	0,00	0	0,00	0	0,00

16 - AÇÕES PREFERENCIAIS EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO

1 - CLASSE	2 - QUANTIDADE (Unidade)	3 - PERCENTUAL

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

03.02 - POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
001	EIKE FUHRKEN BATISTA	664.976.807-30	BRASILEIRA	RJ
997	AÇÕES EM TESOURARIA			
998	OUTROS			
999	TOTAL			

1 - ITEM	6 - AÇÕES ORDINÁRIAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - TOTAL DE AÇÕES (Unidades)	11 - ¨%	12 - COMP.CAP.SOC.	13 - PART. NO ACORDO DE ACIONISTAS	14 - CONTROLADOR
001	4.809.102	100,00	0	0,00	4.809.102	0,00			SIM
997	0	0,00	0	0,00	0	0,00			
998	8	0,00	0	0,00	8	0,00			
999	4.809.110	100,00	0	0,00	4.809.110	0,00			

1 - ITEM	15/1 - CLASSE	15/2 - QTD. AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	15/3 - % PREFERENCIAIS
001			
997			
998			
999			

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

04.01 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

1 - Data da Última Alteração: 07/12/2007

2- ITEM	3 - ESPÉCIE DAS AÇÕES	4 - NOMINATIVA OU ESCRITURAL	5 - VALOR NOMINAL (Reais)	6 - QTD. DE AÇÕES (Unidades)	7 - SUBSCRITO (Reais)	8 - INTEGRALIZADO (Reais)
01	ORDINÁRIAS	ESCRITURAL		4.809.110	10.580.042	10.580.042
02	PREFERENCIAIS			0	0	0
03	PREFERENCIAIS CLASSE A			0	0	0
04	PREFERENCIAIS CLASSE B			0	0	0
05	PREFERENCIAIS CLASSE C			0	0	0
06	PREFERENCIAIS CLASSE D			0	0	0
07	PREFERENCIAIS CLASSE E			0	0	0
08	PREFERENCIAIS CLASSE F			0	0	0
09	PREFERENCIAIS CLASSE G			0	0	0
10	PREFERENCIAIS CLASSE H			0	0	0
11	PREFER. OUTRAS CLASSES			0	0	0
99	TOTAIS			4.809.110	10.580.042	10.580.042

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

04.04 - CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO

1 - QUANTIDADE (Unidades)	2 - VALOR (Reais)	3 - DATA DA AUTORIZAÇÃO
400.000.000	0	05/11/2007

04.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL AUTORIZADO

1- ITEM	2 - ESPÉCIE	3 - CLASSE	4 - QUANTIDADE DE AÇÕES AUTORIZADAS À EMISSÃO (Unidades)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

06.03 - DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

1 - ITEM	2 - ESPÉCIE DA AÇÃO	3 - CLASSE DA AÇÃO	4 - % DO CAPITAL SOCIAL	5 - CONVERSÍVEL	6 - CONVERTE EM	7 - DIREITO A VOTO	8 - TAG ALONG %	9 - PRIORIDADE NO REEMBOLSO DE CAPITAL	17 - OBSERVAÇÃO
10 - PRÊMIO	11 - TIPO DE DIVIDENDO	12 - % DIVIDENDO	13 - R$/AÇÃO	14 - CUMULATIVO	15 - PRIORITÁRIO	16 - CALCULADO SOBRE			
01	ORDINÁRIA		100,00	NÃO		PLENO	100,00		
		0,00	0,00000						

06.04 - MODIFICAÇÃO ESTATUTÁRIA/DIVIDENDO OBRIGATÓRIO

1 - DATA DA ÚLTIMA MODIFICAÇÃO DO ESTATUTO	2 - DIVIDENDO OBRIGATÓRIO (% DO LUCRO)
08/10/2007	25,00

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

07.01 - REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO

1 - PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO	2 - VALOR DA REMUNERAÇÃO GLOBAL DOS ADMINISTRADORES (Reais)	3 - PERIODICIDADE
NÃO	2.400.000	ANUAL

07.02 - PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1 - DATA FINAL DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2006

2 - DATA FINAL DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2005

3 - DATA FINAL DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2004

4- ITEM	5 - DESCRIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES	6 - VALOR DO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)	7 - VALOR DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)	8 - VALOR DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)
01	PARTICIPAÇÕES-DEBENTURISTAS	0	0	0
02	PARTICIPAÇÕES-EMPREGADOS	0	0	0
03	PARTICIPAÇÕES-ADMINISTRADORES	0	0	0
04	PARTIC.-PARTES BENEFICIÁRIAS	0	0	0
05	CONTRIBUIÇÕES FDO. ASSISTÊNCIA	0	0	0
06	CONTRIBUIÇÕES FDO. PREVIDÊNCIA	0	0	0
07	OUTRAS CONTRIBUIÇÕES	0	0	0
08	LUCRO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	0	0	24.631.000
09	PREJUÍZO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	1.789.000	2.048.000	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

07.03 - PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

1- ITEM	2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA	3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO	5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
01	SEIVAL SUL MINERAÇÃO LTDA.	04.527.315/0001-42	FECHADA CONTROLADA	70,00	70,00

7 - TIPO DE EMPRESA	8 - INÍCIO ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	9 - FINAL ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	10 - QTD. AÇÕES ÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	01/01/2006	31/12/2006	26.757

11 - INÍCIO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	12 - FINAL PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	13 - QTD. AÇÕES PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)	14 - INÍCIO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	15 - FINAL DO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	16 - QTD. AÇÕES ANTEPENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)
01/01/2005	31/12/2005	26.757	01/01/2004	31/12/2004	52.465

1- ITEM	2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA	3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO	5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
02	TERMOPANTANAL PARTICIPAÇÕES LTDA.	07.510.650/0001-26	FECHADA CONTROLADA	66,67	66,67

7 - TIPO DE EMPRESA	8 - INÍCIO ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	9 - FINAL ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	10 - QTD. AÇÕES ÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	01/01/2006	31/12/2006	8.017.417

11 - INÍCIO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	12 - FINAL PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	13 - QTD. AÇÕES PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)	14 - INÍCIO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	15 - FINAL DO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	16 - QTD. AÇÕES ANTEPENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)
25/07/2005	31/12/2005	8.017.417			0

1- ITEM	2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA	3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO	5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
03	TERMOPANTANAL LTDA.	05.929.091/0001-68	FECHADA CONTROLADA	99,99	99,99

7 - TIPO DE EMPRESA	8 - INÍCIO ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	9 - FINAL ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	10 - QTD. AÇÕES ÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	01/01/2006	31/12/2006	10.524.600

11 - INÍCIO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	12 - FINAL PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	13 - QTD. AÇÕES PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)	14 - INÍCIO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	15 - FINAL DO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	16 - QTD. AÇÕES ANTEPENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)
01/01/2005	31/12/2005	10.524.600	01/01/2004	31/12/2004	10.000

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
SEIVAL SUL MINERAÇÃO LTDA.

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2006	4 - 31/12/2005	5 - 31/12/2004
1	Ativo Total	2.098	1.776	1.529
1.01	Ativo Circulante	1	34	43
1.01.01	Disponibilidades	1	34	43
1.01.02	Créditos	0	0	0
1.01.02.01	Clientes	0	0	0
1.01.02.02	Créditos Diversos	0	0	0
1.01.03	Estoques	0	0	0
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Não Circulante	2.097	1.742	1.486
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	0	0	0
1.02.01.01	Créditos Diversos	0	0	0
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.03	Outros	0	0	0
1.02.02	Ativo Permanente	2.097	1.742	1.486
1.02.02.01	Investimentos	0	0	0
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	0	0	0
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	0	0	0
1.02.02.02	Imobilizado	0	0	0
1.02.02.03	Intangível	0	0	0
1.02.02.04	Diferido	2.097	1.742	1.486

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
SEIVAL SUL MINERAÇÃO LTDA.

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2006	4 - 31/12/2005	5 - 31/12/2004
2	Passivo Total	2.098	1.776	1.529
2.01	Passivo Circulante	0	0	21
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	0	0	20
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	0	0	1
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0	0
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	0	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	1.349	1.027	759
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	1.349	1.027	759
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.02.01.02	Debêntures	0	0	0
2.02.01.03	Provisões	0	0	0
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.349	1.027	759
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	0	0	0
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	749	749	749
2.04.01	Capital Social Realizado	749	749	749
2.04.02	Reservas de Capital	0	0	0
2.04.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.04.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.04.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0	0
2.04.04	Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.04.01	Legal	0	0	0
2.04.04.02	Estatutária	0	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.04.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.04.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0
2.04.06	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
IAN - INFORMAÇÕES ANUAIS **Data-Base - 31/12/2006**

(USO EMPRESA P/ SIMPLES CONFERÊNCIA)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
SEIVAL SUL MINERAÇÃO LTDA.

19.08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	749	0	0	0	0	749
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	749	0	0	0	0	749

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
SEIVAL SUL MINERAÇÃO LTDA.

19.08.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2005 A 31/12/2005 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	749	0	0	0	0	749
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	749	0	0	0	0	749

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
IAN - INFORMAÇÕES ANUAIS **Data-Base - 31/12/2006**

(USO EMPRESA P/ SIMPLES CONFERÊNCIA)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
SEIVAL SUL MINERAÇÃO LTDA.

19.08.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2004 A 31/12/2004 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	749	0	0	0	0	749
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	749	0	0	0	0	749

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL PARTICIPAÇÕES LTDA.

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2006	4 - 31/12/2005	5 -
1	Ativo Total	12.031	12.031	0
1.01	Ativo Circulante	5	5	0
1.01.01	Disponibilidades	5	5	0
1.01.02	Créditos	0	0	0
1.01.02.01	Clientes	0	0	0
1.01.02.02	Créditos Diversos	0	0	0
1.01.03	Estoques	0	0	0
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Não Circulante	12.026	12.026	0
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	0	0	0
1.02.01.01	Créditos Diversos	0	0	0
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.03	Outros	0	0	0
1.02.02	Ativo Permanente	12.026	12.026	0
1.02.02.01	Investimentos	12.026	12.026	0
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	10.525	10.525	0
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	1.501	1.501	0
1.02.02.02	Imobilizado	0	0	0
1.02.02.03	Intangível	0	0	0
1.02.02.04	Diferido	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL PARTICIPAÇÕES LTDA.

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2006	4 - 31/12/2005	5 -
2	Passivo Total	12.031	12.031	0
2.01	Passivo Circulante	0	0	0
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	0	0	0
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	0	0	0
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0	0
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	0	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	0	0	0
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	0	0	0
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.02.01.02	Debêntures	0	0	0
2.02.01.03	Provisões	0	0	0
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	0	0	0
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	12.031	12.031	0
2.04.01	Capital Social Realizado	12.026	12.026	0
2.04.02	Reservas de Capital	11	11	0
2.04.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.04.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.04.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0	0
2.04.04	Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.04.01	Legal	0	0	0
2.04.04.02	Estatutária	0	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.04.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.04.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	(6)	(6)	0
2.04.06	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL PARTICIPAÇÕES LTDA.

19.07 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2006 a 31/12/2006	4 - 25/07/2005 a 31/12/2005	5 -
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	0	0	0
3.02	Deduções da Receita Bruta	0	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	0	0	0
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	0	0	0
3.05	Resultado Bruto	0	0	0
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(1)	(5)	0
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(1)	(5)	0
3.06.03	Financeiras	0	0	0
3.06.03.01	Receitas Financeiras	0	0	0
3.06.03.02	Despesas Financeiras	0	0	0
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	(1)	(5)	0
3.08	Resultado Não Operacional	0	0	0
3.08.01	Receitas	0	0	0
3.08.02	Despesas	0	0	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	(1)	(5)	0
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	0	0	0
3.11	IR Diferido	0	0	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(1)	(5)	0
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	8.017.417	8.017.417	0
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)			0,00000
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)	0,00000	0,00000	

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
IAN - INFORMAÇÕES ANUAIS

Data-Base - 31/12/2006

(USO EMPRESA P/ SIMPLES CONFERÊNCIA)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL PARTICIPAÇÕES LTDA.

19.08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	12.026	11	0	0	(6)	12.031
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	12.026	11	0	0	(6)	12.031

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL PARTICIPAÇÕES LTDA.

19.08.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 25/07/2005 A 31/12/2005 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	0	0	0	0	0	0
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	12.026	0	0	0	0	12.026
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	(6)	(6)
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	11	0	0	0	11
5.09	Saldo Final	12.026	11	0	0	(6)	12.031

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL LTDA.

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2006	4 - 31/12/2005	5 - 31/12/2004
1	Ativo Total	14.795	14.225	12.034
1.01	Ativo Circulante	18	55	753
1.01.01	Disponibilidades	18	54	20
1.01.02	Créditos	0	1	232
1.01.02.01	Clientes	0	0	0
1.01.02.02	Créditos Diversos	0	1	232
1.01.02.02.01	Adiantamentos Diversos	0	1	232
1.01.03	Estoques	0	0	0
1.01.04	Outros	0	0	501
1.02	Ativo Não Circulante	14.777	14.170	11.281
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	0	0	0
1.02.01.01	Créditos Diversos	0	0	0
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.03	Outros	0	0	0
1.02.02	Ativo Permanente	14.777	14.170	11.281
1.02.02.01	Investimentos	10	10	0
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	0	0	0
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	10	0	0
1.02.02.02	Imobilizado	11.639	11.605	10.268
1.02.02.03	Intangível	0	0	0
1.02.02.04	Diferido	3.128	2.555	1.013

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL LTDA.

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2006	4 - 31/12/2005	5 - 31/12/2004
2	Passivo Total	14.795	14.225	12.034
2.01	Passivo Circulante	8	50	9
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	7	19	6
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	1	0	3
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0	0
2.01.06	Provisões	0	31	0
2.01.06.01	Salários, Férias e Encargos	0	31	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	0	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	2.761	2.149	0
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.761	2.149	0
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.02.01.02	Debêntures	0	0	0
2.02.01.03	Provisões	0	0	0
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	2.761	2.149	0
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	0	0	0
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	12.026	12.026	12.025
2.04.01	Capital Social Realizado	10.525	10.525	10
2.04.02	Reservas de Capital	1.501	1.501	12.015
2.04.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.04.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.04.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0	0
2.04.04	Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.04.01	Legal	0	0	0
2.04.04.02	Estatutária	0	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.04.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.04.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0
2.04.06	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
IAN - INFORMAÇÕES ANUAIS

Data-Base - 31/12/2006

(USO EMPRESA P/ SIMPLES CONFERÊNCIA)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL LTDA.

19.08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	10.525	1.501	0	0	0	12.026
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	10.525	1.501	0	0	0	12.026

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL LTDA.

19.08.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2005 A 31/12/2005 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	10	12.015	0	0	0	12.025
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	10.515	(10.515)	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	1	0	0	0	1
5.09	Saldo Final	10.525	1.501	0	0	0	12.026

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
IAN - INFORMAÇÕES ANUAIS **Data-Base - 31/12/2006**

(USO EMPRESA P/ SIMPLES CONFERÊNCIA)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
99999-9	MPX ENERGIA S/A	04.423.567/0001-21

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
TERMOPANTANAL LTDA.

19.08.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2004 A 31/12/2004 (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	10	209	0	0	0	219
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	11.806	0	0	0	11.806
5.09	Saldo Final	10	12.015	0	0	0	12.025

4. Demonstrações Financeiras

Demonstrações Financeiras consolidadas da MPX relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 e respectivos pareceres dos Auditores Independentes

Demonstrações Financeiras consolidadas da MPX relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006 e respectivos parecer e relatório de revisão especial dos Auditores Independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Demonstrações Financeiras consolidadas da MPX relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 e respectivos pareceres dos Auditores Independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

MPX Mineração e Energia Ltda.

Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

MPX Mineração e Energia Ltda.

Demonstrações financeiras

em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

Conteúdo

Parecer dos auditores independentes 761 - 762

Balanços patrimoniais 763

Demonstrações de resultados 764

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto) 765

Demonstrações das origens e aplicações de recursos 766

Demonstrações dos fluxos de caixa 767

Notas explicativas às demonstrações financeiras 768 - 791

KPMG Auditores Independentes
Av. Almirante Barroso, 52 - 4º
20031-000 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 2888
20001-970 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Central Tel 55 (21) 3515-9400
Fax 55 (21) 3515-9000
Internet www.kpmg.com.br

Parecer dos auditores independentes

Aos
Administradores e Quotistas da
MPX Mineração e Energia Ltda.
Rio de Janeiro - RJ

1. Examinamos os balanços patrimoniais da MPX Mineração e Energia Ltda. e os balanços patrimoniais consolidados dessa Companhia e suas controladas, levantados em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004, e as respectivas demonstrações de resultados, das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto) e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas representam, adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da MPX Mineração e Energia Ltda. e a posição patrimonial e financeira consolidada dessa Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004, os resultados de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido (passivo a descoberto) e as origens e aplicações de seus recursos, correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Nossos exames foram efetuados com o objetivo de formarmos uma opinião sobre as demonstrações financeiras tomadas em conjunto. As demonstrações dos fluxos de caixa representam informações complementares a essas demonstrações, não são requeridas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e estão sendo apresentadas para possibilitar uma análise adicional. Essas informações complementares foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria aplicados às demonstrações financeiras e, em nossa opinião, estão apresentadas, em todos os aspectos relevantes, adequadamente em relação às demonstrações financeiras, tomadas em conjunto.

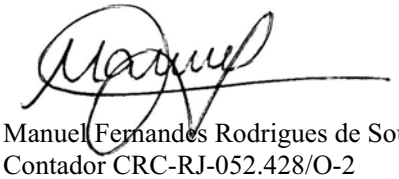
KPMG Auditores Independentes é uma sociedade brasileira, simples, membro da KPMG International, uma cooperativa suíça.

KPMG Auditores Independentes is a Brazilian entity, member firm of KPMG International, a Swiss cooperative.

5. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 1, a controlada indireta Termopantanal Ltda. e a controlada direta Seival Sul Mineração Ltda., encontram-se em fase pré-operacional. Desta forma, os resultados correspondentes às atividades pré-operacionais destas controladas encontram-se registrados no ativo diferido, exceto pelos gastos que não estão diretamente associados a quaisquer benefícios futuros. Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2006 e 2004, a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo nos montantes de R$191 mil (R$176 mil no consolidado) e R$4 mil, respectivamente, e em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 apresenta prejuízos acumulados nos montantes de R$3.945 mil, R$2.156 mil e R$922 mil, respectivamente, e, conforme comentado na Nota Explicativa nº 4, a Termopantanal Ltda. está negociando a assinatura de contrato para o fornecimento de gás. A recuperação dos valores registrados no ativo permanente depende do sucesso das operações futuras da Companhia e de suas controladas, sendo dependentes do suporte financeiro dos acionistas e/ou de recursos de terceiros até que as operações se tornem rentáveis. Os planos da Administração e de suas controladas com relação às atividades operacionais estão descritos nas Notas Explicativas nºs 1 e 4.

10 de outubro de 2007

KPMG Auditores Independentes
CRC-SP-14.428/O-6-F-RJ



Manuel Fernandes Rodrigues de Souza
Contador CRC-RJ-052.428/O-2

MPX Mineração e Energia Ltda.

Balanços patrimoniais

em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora			Consolidado		
Ativo		**2006**	**2005**	**2004**	**2006**	**2005**	**2004**
Circulante							
Disponibilidades		64	242	-	88	335	63
Adiantamentos diversos		89	-	-	89	1	232
Imposto a recuperar		76	67	-	75	66	-
Despesas antecipadas		-	-	-	-	-	501
Partes relacionadas		-	734	-	-	734	-
		229	1.043	-	252	1.136	796
Não circulante							
Realizável a longo prazo							
Partes relacionadas	6	3.073	2.149	-	452	-	-
Outros créditos		29	16	-	36	23	-
		3.102	2.165	-	488	23	-
Permanente							
Investimentos							
Participação em controladas	4	8.772	8.642	13.082	-	-	-
Outros		-	-	53	-	-	53
Imobilizado	5	641	992	-	12.280	12.597	10.268
Diferido		-	-	-	5.225	4.297	2.499
		9.413	9.634	13.135	17.505	16.894	12.820
Total do ativo		12.744	12.842	13.135	18.245	18.053	13.616

	Nota	Controladora			Consolidado		
Passivo		**2006**	**2005**	**2004**	**2006**	**2005**	**2004**
Circulante							
Fornecedores		59	2	4	66	2	26
Impostos e contribuições a recolher		310	187	-	311	206	7
Salários, férias e encargos a pagar		51	-	-	51	32	-
Partes relacionadas		-	-	-	-	-	-
		420	189	4	428	240	33
Não circulante							
Exigível a longo prazo							
Partes relacionadas	6	5.689	4.229	14.052	6.690	4.897	14.279
Participações de minoritários		-	-	-	4.492	4.492	225
Patrimônio líquido (passivo a descoberto)							
Capital social	8	10.580	10.580	1	10.580	10.580	1
Prejuízos acumulados		(3.945)	(2.156)	(922)	(3.945)	(2.156)	(922)
		6.635	8.424	(921)	6.635	8.424	(921)
		12.744	12.842	13.135	18.245	18.053	13.616

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia Ltda.

Demonstrações de resultados

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

(Em milhares de reais, exceto o lucro/prejuízo por quota)

	Controladora			Consolidado		
	2006	**2005**	**2004**	**2006**	**2005**	**2004**
Receitas (despesas) operacionais						
Equivalência patrimonial	-	-	25.700	-	-	25.700
Administrativas e gerais	(1.704)	(2.054)	(494)	(1.704)	(2.060)	(494)
Receitas financeiras	9	342	-	9	342	-
Despesas financeiras	(94)	(255)	(1)	(94)	(255)	(1)
Outras receitas/despesas operacionais	-	161	(574)	-	169	(574)
Prejuízo operacional	(1.789)	(1.806)	24.631	(1.789)	(1.804)	24.631
Resultado não operacional	-	(242)	-	-	(242)	-
Lucro líquido (prejuízo) antes das participações minoritárias	(1.789)	(2.048)	24.631	(1.789)	(2.046)	24.631
Participações minoritárias	-	-	-	-	(2)	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(1.789)	(2.048)	24.631	(1.789)	(2.048)	24.631
Lucro (prejuízo) por quota - R$	(0,02)	(0,02)	24.631			
Quantidade de quotas ao final do exercício	105.800.427	105.800.427	1.000			

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia Ltda.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

(Em milhares de reais)

	Capital social	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2003 (não auditado)	46.853	59.471	106.324
Aumento de capital social - capitalização de lucros acumulados	85.024	(85.024)	-
Redução de capital	(131.876)	-	(131.876)
Lucro líquido do exercício	-	24.631	24.631
Saldos em 31 de dezembro de 2004	1	(922)	(921)
Aumento do capital social	17.948	-	17.948
Parcela cindida do capital social	(7.369)	-	(7.369)
Ajuste de exercícios anteriores por cisão	-	814	814
Prejuízo do exercício	-	(2.048)	(2.048)
Saldos em 31 de dezembro de 2005	10.580	(2.156)	8.424
Prejuízo do exercício	-	(1.789)	(1.789)
Saldos em 31 de dezembro de 2006	10.580	(3.945)	6.635

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia Ltda.

Demonstrações das origens e aplicações de recursos

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

(Em milhares de reais)

	Controladora			Consolidado		
	2006	**2005**	**2004**	**2006**	**2005**	**2004**
Aplicações dos recursos						
Nas operações						
Prejuízo (lucro líquido) do exercício	1.789	2.048	(24.631)	1.789	2.048	(24.631)
Itens que não afetam o capital circulante:						
Participações minoritárias	-	-	-	-	6	-
Depreciação e amortização	(229)	(148)	-	(229)	(148)	(4)
Resultado da equivalência patrimonial	-	-	25.700	-	-	25.700
Custo residual de investimentos	-	-	(574)	-	-	(574)
Custo residual de direitos	-	(242)	-	-	(242)	-
Ajuste devedor de exercícios anteriores	-	(814)	-	-	(814)	-
Recursos aplicados das operações	1.560	844	495	1.560	850	491
Acréscimo no realizável a longo prazo	925	5.195	-	452	-	-
Aquisições de direitos	-	189	53	-	189	53
Aplicações em investimentos permanentes em outras sociedades	-	8.017	-	-	-	-
Aquisições de bens do imobilizado	31	1.140	-	66	2.477	10.272
Adições no ativo diferido	-	-	-	928	1.797	1.078
Redução no exigível a longo prazo (liquidação em empréstimos)	-	14.012	-	-	9.999	-
Redução de capital	-	7.369	131.876	-	7.369	131.876
Adiantamento para futuro aumento de capital	143	1.773	12.216	13	-	12.216
	2.659	38.539	144.640	3.019	22.681	155.986
Origens dos recursos						
De acionistas						
Aumento de capital	-	17.948	-	-	17.948	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	11.805
Baixa de investimentos	-	-	131.876	-	-	131.876
De terceiros						
Redução no realizável a longo prazo	-	3.046	-	-	-	-
Baixa de investimentos	-	14.214	-	-	-	-
Baixa de bens do ativo imobilizado	154	-	-	154	-	-
Aumento do exigível a longo prazo	1.460	4.189	12.767	1.793	4.866	13.053
	1.614	39.397	144.643	1.947	22.814	156.734
Aumento (redução) do capital circulante líquido	(1.045)	858	3	(1.072)	133	748
Demonstração das variações no capital circulante líquido						
Ativo circulante						
No fim do exercício	229	1.043	-	252	1.136	796
No início do exercício	1.043	-	4	1.136	796	44
	(814)	1.043	(4)	(884)	340	752
Passivo circulante						
No fim do exercício	(420)	(189)	(4)	(428)	(240)	(33)
No início do exercício	(189)	(4)	(11)	(240)	(33)	(29)
	(231)	(185)	7	(188)	(207)	(4)
	(1.045)	858	3	(1.072)	133	748

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia Ltda.

Demonstrações dos fluxos de caixa

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

(Em milhares de reais)

	Controladora			Consolidado		
	2006	**2005**	**2004**	**2006**	**2005**	**2004**
Fluxos de caixa das atividades operacionais						
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(1.789)	(2.048)	24.631	(1.789)	(2.048)	24.631
Ajustes para conciliar o resultado às disponibilidades geradas pelas atividades operacionais:						
Ajuste credor de exercícios anteriores	-	813	-	-	813	-
Depreciação e amortização	229	148	-	229	148	4
Baixa de direitos	-	242	-	-	242	-
Baixa de investimentos	-	-	574	-	-	574
Equivalência patrimonial	-	-	(25.700)	-	-	(25.700)
Variações nos ativos e passivos						
(Aumento) redução em adiantamentos diversos	(89)	-	3	(88)	231	(97)
(Aumento) redução em impostos a recuperar	(8)	(66)	-	(8)	(66)	84
(Aumento) redução em despesas antecipadas	-	-	-	-	501	7.815
(Aumento) redução em contas a receber - clientes	-	-	-	-	-	23.287
(Aumento) redução em imposto de renda diferido	-	-	-	-	-	14.552
Aumento (redução) em partes relacionadas - passivo, líquida da variação do ativo	1.258	(12.722)	12.767	2.063	(10.137)	15.471
Aumento (redução) em fornecedores	57	2	(10)	63	(23)	(10.437)
Aumento (redução) em impostos e contribuições	122	184	3	105	198	(3.155)
Aumento (redução) em salários, férias e encargos a pagar	52	-	-	20	31	-
Aumento (redução) outras contas a pagar	-	-	-	-	-	(4.640)
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades operacionais	(168)	(13.447)	12.268	595	(10.110)	42.389
Fluxos de caixa das atividades de investimentos						
Participações minoritárias	-	-	-	-	4.267	-
Aquisição de investimentos	(130)	4.492	34.636	-	52	(13.046)
Compras de imobilizado	120	(1.140)	-	86	(2.477)	226.281
Aquisição de direitos	-	(242)	(53)	-	(242)	(53)
Adições ao diferido	-	-	-	(928)	(1.797)	10.600
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades de investimentos	(10)	3.110	34.583	(842)	(197)	223.782
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos						
Integralização de capital	-	10.579	85.024	-	10.579	85.024
Redução de capital	-	-	(131.876)	-	-	(131.876)
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	(243.336)
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades de financiamentos	-	10.579	(46.852)	-	10.579	(290.188)
Demonstração do aumento (redução) nas disponibilidades						
No início do exercício	242	-	1	335	63	24.080
No fim do exercício	64	242	-	88	335	63
Aumento (redução) nas disponibilidades	(178)	242	(1)	(247)	272	(24.017)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia Ltda.

Notas explicativas às demonstrações financeiras

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

1 Contexto operacional

A MPX Mineração e Energia Ltda. ("MPX ME" ou "Companhia") foi constituída em 25 de abril de 2001, com sede na Cidade do Rio de Janeiro. A MPX ME atua principalmente no segmento de geração de energia elétrica. Adicionalmente, de modo a integrar suas operações, fornece matéria-prima para as Usinas Termoelétricas atua também em projetos de mineração de carvão. Sua atuação nesses investimentos é efetuada através da participação, como sócia, sócia-quotista ou acionista, no capital de outras sociedades civis ou comerciais, no País e no exterior.

A MPX ME possui participação societária nas controladas diretas Termopantanal Participações Ltda. ("Termopantanal Participações") e Seival Sul Mineração Ltda. ("Seival") e indireta Termopantanal Ltda. ("Termopantanal"). A Termopantanal Participações é a *holding* da Termopantanal, que atua na área de geração de energia termelétrica, e a Seival atua no segmento de extração de carvão mineral, sendo que ambas encontram-se em fase pré-operacional. Para maiores detalhes dos projetos dessas empresas, vide Nota Explicativa nº 4.

Adicionalmente, até outubro de 2004 a MPX ME tinha como principal investimento a participação majoritária na UTE Senador Carlos Jereissati, por meio de sua controlada MPX Termoceará Ltda. cujo investimento, conforme comentado na Nota Explicativa nº 4, foi cindido em outubro de 2004.

Os planos na Administração incluem o desenvolvimento no total de nove projetos de geração de energia, compreendendo primordialmente plantas termelétricas a carvão mineral, em sua grande maioria importado, e óleo diesel, uma usina hidrelétrica e uma pequena central hidrelétrica (PCH), sendo uma termelétrica de 1.400 MW no Chile. Uma vez atingida a plena capacidade dos projetos, a Administração estima que eles possam gerar energia acima de 11.000 MW. O primeiro projeto a entrar em operação deve ser a Amapari Energia S.A., previsto para o início de 2008. Os planos da Administração prevêem que todos os projetos estejam em operação em 2014.

Alguns desses projetos deverão ser desenvolvidos em parceria com outros agentes do setor. Os recursos para os projetos serão obtidos basicamente por financiamentos de terceiros e captação de fundos através de Oferta Pública de Ações da MPX ME.

2 Apresentação das demonstrações financeiras e práticas contábeis

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as determinações da Lei das Sociedades por Ações, disposições complementares da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e legislação específica emanada pela ANEEL (este último, referente às demonstrações financeiras consolidadas).

As demonstrações financeiras referentes ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004 estão sendo apresentadas para possibilitar uma análise adicional.

Principais práticas contábeis

a. Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. Tendo em vista a fase pré-operacional das empresas controladas pela MPX ME, os seus resultados encontram-se registrados no ativo diferido, exceto pelos gastos que não estão diretamente associados a quaisquer benefícios futuros, os quais foram transferidos do ativo diferido para o resultado do exercício.

b. Estimativas contábeis

A elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração use de julgamento na determinação e registro de estimativas contábeis. Ativos e passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o valor residual do ativo imobilizado e diferido. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A MPX ME revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente.

c. Ativos circulante e não circulante

- **Disponibilidades**

  Representado por valores depositados em conta-corrente bancária.

- **Investimentos**

  Os investimentos em empresas controladas estão avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

- **Imobilizado**

  Registrado ao custo de aquisição, formação ou construção. A depreciação dos bens administrativos é calculada pelo método linear às taxas mencionadas na Nota Explicativa nº 5 e leva em consideração o tempo de vida útil estimado dos bens.

- **Diferido**

  Representado substancialmente pelos resultados apurados na fase pré-operacional, relativos a gastos com pesquisa e desenvolvimento dos projetos das controladas da MPX ME, assim como os correspondentes encargos financeiros, variações monetárias e/ou cambiais incorridas e/ou auferidas até a data dos balanços, associados à expectativa de benefícios futuros. A amortização para as atividades operacionais será calculada pelo período de 10 anos, a partir da entrada em operação das controladas.

  Os gastos que não estão diretamente associados a quaisquer benefícios futuros são transferidos do ativo diferido para o resultado do exercício.

- **Demais ativos circulantes e não circulantes**

  São apresentados pelo valor líquido de realização.

d. Passivos circulante e não circulante

São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data dos balanços.

e. Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a empresa possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação.

f. Imposto de renda e contribuição social

A MPX ME não apurou lucro tributável nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004. Os créditos fiscais diferidos ativos não foram reconhecidos, devido à ausência de histórico de rentabilidade.

g. Demonstrações dos fluxos de caixa

A MPX ME está apresentando, como informação suplementar, as demonstrações dos fluxos de caixa preparada de acordo com a NPC 20 - Demonstração dos fluxos de caixa, emitida pelo IBRACON - Instituto de Auditores Independentes do Brasil.

3 Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da MPX ME e suas controladas a seguir relacionadas:

	Percentual de participação		
	2006	**2005**	**2004**
Participação direta:			
Seival Sul Mineração Ltda. (*)	35,70%	35,70%	70,0%
Termopantanal Participações Ltda.	66,67%	66,67%	-
Termopantanal Ltda.	-	-	99%
Participação indireta:			
Termopantanal Ltda.	66,67%	66,67%	-

(*) A Seival é considerada controlada pela MPX ME, nos termos da Instrução CVM nº 247, de forma que está sendo integralmente consolidada. Seus demais quotistas, CCP Participações Ltda. e MDU Brasil Ltda., possuem respectivamente 30% e 34,3% de participação em seu capital social.

As práticas contábeis foram aplicadas consistentemente em todas as empresas consolidadas. As demonstrações financeiras das empresas controladas foram auditadas pelos mesmos auditores da Companhia, na extensão necessária para emissão de uma opinião sobre as demonstrações Consolidadas da Companhia e sobre o seu investimento nesses controladas.

Descrição dos principais procedimentos de consolidação

a. Eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas;

b. Eliminação dos saldos das contas de investimentos e correspondentes participações no capital e prejuízos acumulados das empresas controladas;

c. Destaque do valor da participação dos acionistas minoritários nas demonstrações financeiras consolidadas; e

d. Eliminação dos saldos de receitas e despesas, decorrentes de negócios entre as empresas. Esses saldos são eliminados na medida da participação da controladora nas controladas contra o investimento na mesma.

Os principais saldos dos grupos do balanço patrimonial das controladas em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 estão demonstradas a seguir:

	2006		
	Seival	**Termopantanal Participações**	**Termopantanal**
Ativo circulante	1	5	18
Ativo permanente	2.097	12.026	14.777
Passivo circulante	-	-	8
Passivo exigível a longo prazo	1.349	-	2.761
Patrimônio líquido	749	12.031	12.026

	2005		
	Seival	**Termopantanal Participações**	**Termopantanal**
Ativo circulante	34	5	55
Ativo permanente	1.742	12.026	14.170
Passivo circulante	-	-	51
Passivo exigível a longo prazo	1.026	-	2.149
Patrimônio líquido	749	12.031	12.026

	2004	
	Seival	**Termopantanal**
Ativo circulante	43	753
Ativo permanente	1.486	11.282
Passivo circulante	21	9
Passivo exigível a longo prazo	759	-
Patrimônio líquido	749	12.026

4 Investimentos

	Controladora			Consolidado		
	2006	**2005**	**2004**	**2006**	**2005**	**2004**
Participações em empresas controladas:						
Seival Sul Mineração Ltda.	755	625	1.057	-	-	-
Termopantanal Participações Ltda.	8.017	8.017	-	-	-	-
Termopantanal Ltda.	-	-	12.025	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	53
	8.772	8.642	13.082	-	-	53

I. MPX Termoceará Ltda.

Até outubro de 2004, a MPX ME possuía participação de 51% na MPX Termoceará Ltda., que opera a UTE Senador Carlos Jereissati, usina com capacidade de 220 MW movida a gás natural, situada na Cidade de Caucaia, no Estado do Ceará. O empreendimento foi implantado em sociedade com a MDU Resources Group ("MDU"), grupo empresarial norte-americano com atividades nos setores de geração de energia e infra-estrutura.

No dia 5 de outubro de 2004, a MPX ME, por meio de uma reorganização societária promovida pelo grupo controlador, reduziu do seu capital social, no valor de R$131.876, transferindo ao seu acionista MPX Participações Ltda. (naquela época) a totalidade das quotas que possuía no capital social da MPX Termoceará Ltda. No exercício de 2004, a MPX ME apurou resultado de equivalência no investimento da MPX Termoceará Ltda. no montante de R$25.700.

II. Seival Sul Mineração Ltda.

Informações sobre a controlada

A controlada Seival, constituída em 21 de maio de 2001, possui com a Companhia Nacional de Mineração Candiota contrato de arrendamento de uma mina de carvão mineral na Cidade de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul. Os direitos minerários estão concessionados pelo DNPM por meio das Portarias de Lavra nºs 119, 121 e 122, de 27 de janeiro de 1984, e 407, de 14 de março de 1985. A mina possui Licença de Operação nº 1672/2005-DL emitida pela FEPAM em 31 de março de 2005.

A Seival encontra-se em fase pré-operacional e possui capacidade estimada de extração de 10 a 14 milhões de toneladas por ano. Sua produção deverá ser destinada primariamente para a alimentação da Usina Termoelétrica Seival II.

Informações sobre o investimento

Em 31 de dezembro de 2004, a participação da MPX ME na Seival era de 70%, tendo como outro sócio no empreendimento a CCP Participações Ltda. Em outubro de 2005, a MPX ME sofreu uma cisão, aonde cedeu a MDU, entre outros ativos, quotas da Seival equivalentes a 34,3% do capital social dessa empresa,, avaliados pelo seu valor contábil. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2005 e 2006, a Companhia possuía 35,7% de participação no capital social da Seival.

Conforme comentado na Nota Explicativa nº 12, em junho de 2007, a MPX ME adquiriu da MDU 25.708 quotas da Seival, voltando assim a possuir 70% de participação no capital da Seival.

III. Termopantanal Ltda. e Termopantanal Participações Ltda.

Informações sobre a controlada

A controlada indireta Termopantanal Ltda. foi constituída em 10 de setembro de 2003 com associação da Companhia com a boliviana Cooperativa Rural de Eletrificación ("CRE"), com o objetivo de construir um gasoduto de 33 km a partir da Cidade de Corumbá, Estado de Mato Grosso do Sul, com ponto de interligação ao Gasoduto Brasil-Bolívia na Cidade boliviana de Puerto Suarez.

A construção do gasoduto se deu em parceria com Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul ("MS-GÁS"), através do consórcio estabelecido entre as duas empresas. O Contrato de Constituição de Consórcio ("Contrato") estabelecido entre ambas prevê que a MS-GÁS é responsável por fornecer parte dos tubos, válvulas e equipamentos elétricos e mecânicos, e a Termopantanal, por sua vez, é responsável pela construção e montagem do gasoduto e fornecimento de outros materiais necessários. De acordo com o Contrato, cada participante manterá imobilizado em seus registros os valores aportados na construção do gasoduto, que deverá ser depreciado a partir do momento da sua efetiva utilização. O contrato prevê ainda que, ao final da depreciação contábil do ativo da Termopantanal, a sua quota-parte deverá ser transferida para a MS-GÁS sem ônus. A construção do gasoduto foi finalizada em dezembro de 2006.

O resultado econômico do referido consórcio será atribuído às consorciadas na proporção do valor dos aportes efetuados. Os aportes da Termopantanal no projeto totalizam R$11.599.

Conforme o projeto inicial, o ramal visa ao suprimento de combustível a duas termelétricas a serem implantadas na região da fronteira, uma de 44 MW e outra de 170 MW, cuja construção deve iniciar-se em 2007 e sua entrada em operação está prevista para 2011.

Em março de 2004, a Termopantanal assinou com a Petrobras Bolívia e com a MS-GÁS um acordo de suprimento gás. Dado às recentes mudanças promovidas pelo governo boliviano na legislação local de hidrocarburetos, o contrato com a Petrobras Bolívia ficou prejudicado. Em 5 de maio de 2007, após negociações com a estatal boliviana YPFB, esta confirmou o suprimento dos volumes necessários de combustível, que está sendo formalizado em contrato.

Informações sobre o investimento

A Termopantanal foi constituída com 99% de participação da MPX ME que, por sua vez, possuía como uma de suas acionistas a MDU, com 34,3% de participação (o que conferia à MDU participação indireta no empreendimento da Termopantanal).

Em 22 de fevereiro de 2005, a MPX ME cedeu parte das quotas detidas do capital social da Termopantanal para a Companhia boliviana Cooperativa Rural de Eletrificación ("CRE"), equivalente a 33,33% do capital social dessa empresa, recebendo da CRE o montante em dinheiro equivalente ao investimento efetuado. Na mesma data, MPX ME e CRE aportaram o total das suas quotas do capital social da Termopantanal na Termopantanal Participações. Dessa forma, a MPX ME passou a ter participação indireta no capital social da Termopantanal.

Conforme comentado na Nota Explicativa nº 8, em outubro de 2005, a MDU optou por retirar-se da sociedade no empreendimento da Termopantanal, promovendo uma cisão de parte dos ativos da MPX ME para MDU que recebeu:

- Saldo de caixa no montante de R$3.056;
- Quotas representativas da participação da MPX ME na Seival, equivalentes a 34,3% do capital da Seival, no valor de R$257;
- O saldo proporcional dos adiantamentos para futuro aumento de capital efetuados pela MPX à Seival, no montante de R$328;
- Nota Promissória no valor de R$3.056 com garantia dos controladores finais da MPX ME a ser liquidada em 31 de março de 2006; e
- Saldo proporcional de créditos com terceiros no montante de R$672.

A cisão foi efetuada pelo valor contábil dos ativos da MPX ME, avaliados por perito independente, cujo laudo de avaliação foi emitido em 10 de novembro de 2005. Desta forma, a participação da MDU na Termopantanal Ltda. foi comprada, ficando assim a MPX ME com a participação de 66,67% na Termopantanal Ltda., com os outros 33,33% pertencentes à CRE.

Movimentação

As participações societárias e as movimentações dos investimentos estão apresentadas a seguir:

	Controladora			
Informações sobre as investidas	**MPX Termoceará Ltda.**	**Seival Sul Mineração Ltda.**	**Termo-pantanal Participações Ltda.**	**Termo-pantanal Ltda.**
Em 31 de dezembro de 2006:				
Participação no capital social	99,99% *	35,70%	66,67%	99,99% *
Patrimônio líquido	106.750	749	12.031	12.026
Capital social	43.320	749	12.026	10.525
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	1.315	11	1.501
Resultado do exercício	25.700 *	-	-	-

	Controladora				
Movimentação do investimento	**MPX Termoceará Ltda.**	**Seival Sul Mineração Ltda.**	**Termo-pantanal Participações Ltda.**	**Termo-pantanal Ltda.**	**Total**
Saldo em 31 de dezembro de 2003 (não auditado)	106.750	1.038	-	11.505	119.293
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	19	-	520	539
Equivalência patrimonial	25.700	-	-	-	25.700
Baixa do investimento	(132.450)	-	-	-	(132.450)
Saldo em 31 de dezembro de 2004 (a)	-	1.057	-	12.025	13.082
Aquisição de investimentos	-	-	8.017 **(d)**	-	8.017
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	153	-	(1.501) **(e)**	(1.348)
Baixa do investimento	-	(585) **(b)**	-	(10.524) **(c)**	(11.109)
Saldo em 31 de dezembro de 2005 (a)	-	625	8.017	-	8.642
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	130	-	-	130
Saldo em 31 de dezembro de 2006 (a)	-	755	8.017	-	8.772

* Em 31 de dezembro de 2004.

(a) Representado pelo percentual de participação da MPX ME na controlada, mais adiantamento para futuro aumento de capital efetuado pela Companhia, conforme descrito abaixo. Tais adiantamentos são apresentados no investimento da MPX ME, considerando que a Companhia possui e intenção de capitalização dos mesmos:

	Controladora		
	2006	**2005**	**2004**
Seival Sul Mineração Ltda.	487	357	532
Termopantanal Ltda.	-	-	12.015
	487	357	12.547

(b) Refere-se aos valores do investimentos na Seival, cindidos pela MPX ME para MDU, conforme comentado nos itens III (ii) e (iii) acima.

(c) Refere-se à venda para a CRE das quotas detidas pela MPX ME de 33,33% do capital da Termopantanal (R$2.507) e ao aporte das quotas restantes como subscrição do capital da Termopantanal Participações (R$8.017), ambas através da operação comentada no item III.

(d) Refere-se à aquisição do investimento na Termopantanal Participações, através da operação comentada no item III.

(e) Refere-se aos recursos oriundos da parcela de capital que a CRE integralizou em 22 de setembro de 2005 na controlada indireta Termopantanal, na mesma data, foram repassados para a Termopantanal Participações.

5 Imobilizado

		2006					
	Taxa de depreciação % a.a.	Controladora			Consolidado		
		Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Móveis e utensílios	10	470	(149)	321	514	(161)	353
Equipamentos diversos	10	49	(15)	34	56	(16)	40
Equipamentos de informática	20	157	(75)	82	162	(78)	84
Benfeitorias em imóveis de terceiros	10	277	(89)	188	277	(89)	188
Ramal de gás **(f)**		-	-	-	11.599	-	11.599
Sistemas e programas de informática	20	44	(28)	16	44	(28)	16
		997	(356)	641	12.652	(372)	12.280

		2005					
	Taxa de depreciação % a.a.	Controladora			Consolidado		
		Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Móveis e utensílios	10	469	(54)	415	513	(62)	451
Equipamentos diversos	10	223	(25)	198	230	(25)	205
Equipamentos de informática	20	127	(26)	101	132	(28)	104
Benfeitorias em imóveis de terceiros	10	277	(32)	245	277	(32)	245
Ramal de gás **(a)**		-	-	-	11.559	-	11.559
Sistemas e programas de informática	20	44	(11)	33	44	(11)	33
		1.140	(148)	992	12.755	(158)	12.597

		2004		
		Consolidado		
	Taxa de depreciação % a.a.	Custo	Depreciação	Líquido
Móveis e utensílios	10	36	(3)	33
Equipamentos diversos	10	2	(1)	1
Equipamentos de informática	20	5	(1)	4
Benfeitorias em imóveis de terceiros	10	-	-	-
Imobilizado em andamento	-	10.230	-	10.230
		10.273	(5)	10.268

Refere-se ao gasoduto construído pela controlada Termopantanal em consórcio com a MS-GÁS, cuja conclusão da obra ocorreu em dezembro de 2006. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 4, o mesmo deverá ser depreciado pelo prazo da concessão (30 anos) e devolvido à MS-GÁS após esse período.

6 Transações com partes relacionadas

	Controladora					Consolidado				
	Ativo		Passivo			Ativo		Passivo		
Partes relacionadas	**2006**	**2005**	**2006**	**2005**	**2004**	**2006**	**2005**	**2006**	**2005**	**2004**
Inversiones MPX S.A. **(a)**	-	734	-	-	-	-	734	-	-	-
Termopantanal Ltda. **(b)**	2.621	2.149	-	-	-	-	-	-	-	-
EBX S.A. **(c)**	-	-	2.323	3.057	-	-	-	2.323	3.057	-
EBX Participações Ltda. **(d)**	452	-	-	-	-	452	-	140	-	-
MPX Participações	-	-	-	-	96	-	-	-	-	96
Eike Furken Batista **(e)**	-	-	3.366	1.172	40	-	-	3.366	1.172	40
Copelmi Mineração Ltda. **(f)**	-	-	-	-	-	-	-	33	26	-
CCP Participações Ltda. **(f)**	-	-	-	-	-	-	-	419	299	227
MDU Resources Brasil Ltda. **(f)**	-	-	-	-	-	-	-	409	343	-
MPX Termoceará Ltda. **(g)**	-	-	-	-	13.916	-	-	-	-	13.916
	3.073	2.883	5.689	4.229	14.052	452	734	6.690	4.897	14.279

(a) Refere-se a saldo com a sociedade chilena Inversiones MPX S.A., recebido em 1º de junho de 2005 de cisão da MPX Participações S.A. no montante de R$1.422 (vide Nota Explicativa nº 8). Em 1º de outubro de 2005, o valor de R$672 foi cindido em favor da MDU conforme comentado na Nota Explicativa nº 4 III e, em 2 de janeiro de 2006, a MPX ME firmou contrato com a EBX S/A para a compensação parcial de dívida, através do qual o valor de R$734 foi compensado com a dívida original da EBX S/A no montante de R$3.057, resultando no saldo a pagar de R$2.323, apresentado no item (c) a seguir. A partir de 1º de junho de 2005, quando a MPX ME tornou-se credora da Inversiones MPX S.A. até a data da liquidação do crédito pela compensação acima citada, foi registrado no resultado o efeito de R$140 correspondendo à variação do dólar + Libor de 3% a.a + *spread* de 3%.

(b) Refere-se à operação de mútuo com empresa ligada.

(c) Refere-se a obrigação contraída junto à EBX S/A pela liquidação da Nota Promissória em favor da MDU, oriunda da operação de cisão da MPX ME ocorrida em 31 de outubro de 2005 (vide Nota Explicativa nº 4 III). Em 2006, foi amortizado parcialmente no valor de R$734 conforme mencionado no item (a) acima. Em 2007, o saldo remanescente de R$2.323 foi liquidado com o pagamento à credora.

(d) O saldo ativo refere-se a gastos para o desenvolvimento de dois projetos não ligados ao setor de energia e mineração. Em 2007, a MPX ME foi reembolsada pelos gastos efetuados até então nos projetos e os mesmos passaram a ser desenvolvidos por outras empresas do Grupo.

(e) Refere-se a aportes efetuados pelo sócio-quotista na modalidade de mútuo. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 12, em 2007 a MPX ME liquidou o saldo do referido mútuo.

(f) Referem-se a saldos de mútuo da controlada Seival com seus sócios minoritários.

(g) Refere-se à operação de mútuo com a MPX Termoceará Ltda., saldo este liquidado em 1º de junho de 2005 no montante acumulado de R$16.097.

Apenas a operação comentada no item (a) gerou reflexos no resultado da MPX ME e no consolidado. As demais operações não apresentam cláusula de correção.

7 Provisão para contingências

A MPX ME é parte em ações judiciais decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões cíveis e trabalhistas, no montante estimado de R$500, avaliado pelos assessores jurídicos como sendo de risco possível, os quais a Administração julga não ser necessária a constituição de qualquer provisão.

As principais causas referem-se à:

a. Ação trabalhista onde o autor pleiteia o reconhecimento do vínculo empregatício com a MPX ME e os correspondentes encargos e direitos decorrentes, e o pagamento de percentual sobre a alienação das quotas da ex-controlada MPX Termoceará Ltda.; e

b. Contestação pelo Ministério Público em Corumbá, Mato Grosso do Sul, da licença ambiental concedida pelo IBAMA à Termopantanal Ltda.

8 Patrimônio líquido (passivo a descoberto)

a. Capital social

Em 10 de maio de 2004, a Companhia capitalizou lucros acumulados no montante de R$85.024, aumentando o capital de R$46.853 para R$131.876.

Conforme comentado na Nota Explicativa nº 4, item I, em 5 de outubro de 2004, a Companhia reduziu o seu capital social, no valor de R$131.876, transferindo ao seu acionista daquela época, MPX Participações Ltda., a totalidade das quotas que possuía do capital social da MPX Termoceará Ltda.

Em 1º de julho de 2005, a Companhia teve seu capital social aumentado de R$1 para R$17.948, em função de acervo parcial recebido da cisão total de sua acionista MPX Participações Ltda. O valor cindido corresponde ao valor contábil dos ativos e passivos e foi avaliado por perito independente, cujo laudo de avaliação foi emitido em 6 de junho de 2005.

Disponibilidades	125
Crédito com Inversiones S.A.	1.422
Créditos contra a própria MPX ME no montante de R$16.097, que foram eliminados contra a posição passiva existente.	16.097
Imobilizado	1.121
Fornecedores	(4)
Provisões	(813)
	17.948

Conforme comentado na Nota Explicativa nº 4, item III, em 1º de outubro de 2005, a MPX ME promoveu a cisão de parte de seus ativos em favor da MDU, representando a redução de seu capital social em R$7.369. A cisão foi efetuada pelo valor contábil dos ativos da MPX ME, avaliados por perito independente, cujo laudo de avaliação foi emitido em 10 de novembro de 2005.

As quotistas da MPX ME EBX Empreendimentos e MPX Participações foram extintas em 13 de maio e 1º de junho de 2005, respectivamente, passando os seus acionistas a serem os controladores diretos da MPX ME.

O capital social em 31 de dezembro de 2006 e 2005 é de R$10.580 (R$1 em 31 de dezembro de 2004), distribuído em 105.800.427 quotas em 31 de dezembro de 2006 e 2005 (1.000 em 31 de dezembro de 2004), assim distribuídas:

	2006 e 2005	
	Quantidade de quotas	**Percentual de participação (%)**
Eike Fuhrken Batista	99.981.404	94.50
Flavio Godinho	5.290.021	5.00
Paulo Carvalho de Gouvêa	529.002	0.50
	105.800.427	100.00

	2004	
	Quantidade de quotas	**Percentual de participação (%)**
MPX Participações Ltda.	9.998	99.98
EBX Empreendimentos Ltda.	1	0.01
MDU Brasil Ltda.	1	0.01
	10.000	100.00

b. Ajustes de exercícios anteriores por cisão

Os elementos ativos e passivos recebidos da cisão da ex-quotista MPX Participações Ltda. incluíam o valor de R$813 referente à provisão para realização de investimento que a quotista detinha sobre o patrimônio líquido negativo da MPX ME (vide item "a"). Esse montante foi baixado contra a conta de lucros acumulados, considerando que tratava-se de provisão que foi efetuada sobre o seu próprio passivo a descoberto da Companhia.

c. Dividendos

O Contrato Social prevê o pagamento de dividendo anual mínimo obrigatório de 25%, calculado sobre o lucro líquido do exercício apurado na forma da Lei nº 6.404/76. A Companhia poderá, a critério da Administração, pagar juros sobre o capital próprio, cujo valor líquido será imputado ao dividendo mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 9º da Lei nº 9.249/95.

9 Remuneração dos Administradores

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004, os Administradores não receberam remuneração a título de honorários.

10 Instrumentos financeiros

Os valores de realização estimados de ativos e passivos financeiros da MPX ME e suas controladas foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequada. Como conseqüência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais, visando à liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das taxas contratadas versus as vigentes no mercado. A MPX ME e suas controladas não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco.

MPX Mineração e Energia Ltda.

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Em atendimento à Instrução CVM nº 235/95, a descrição dos saldos contábeis e dos valores de mercado dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004 estão identificadas a seguir:

a. Disponibilidades

Os saldos em conta corrente mantidos em bancos têm seus valores de mercado idênticos aos saldos contábeis.

b. Partes relacionadas

Apresentados ao valor contábil, uma vez que não existem instrumentos similares no mercado e tratam de operações com controladas e coligadas.

c. Investimentos (controladora)

Os valores de mercado para os investimentos são considerados semelhantes aos saldos contábeis, uma vez que não possuem cotação de mercado.

d. Derivativos

Em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004, a Companhia não possuída contratos de derivativos.

Riscos de variação cambial e taxa de juros

Em 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004, a Companhia não possuía operações contratadas em moeda estrangeira e taxa de juros flutuantes que pudessem acarretar impactos no resultado em caso de eventual elevação.

11 Cobertura de seguros

A MPX ME, em conjunto com as empresas do grupo do qual faz parte, adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados pela Administração como suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras, conseqüentemente, não foram auditadas pelos nossos auditores independentes.

12 Eventos subseqüentes

a. Renovação do Contrato de arrendamento

Em 8 de janeiro de 2007, a coligada Seival Sul firmou com a Companhia Nacional de Mineração Candiota, aditamento ao contrato de arrendamento da Mina de Seival Sul prorrogando o prazo por mais 25 anos, repactuando-se o valor do arrendamento para R$35 mensais.

b. Constituição da Controlada Amapari Energia S.A. e assinatura do contrato de fornecimento de equipamentos

Em abril de 2007, a MPX ME firmou com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte), acordo de acionistas visando à construção e operação de uma unidade termelétrica de 23,3 MW no Estado do Amapá movida a óleo diesel. A MPX ME participará em 51% do capital da Amapari Energia S.A. e a Eletronorte com 49%.

O terreno para a instalação da planta foi outorgado em usufruto pelo prazo de 30 anos pelo Instituto do Meio Ambiente e de Ordenamento Territorial do Estado do Amapá, conforme contrato assinado em 28 de maio de 2007.

Os motores voltados à geração de energia foram encomendados a Man Diesel A/S - Dinamarca a um valor FOB de R$8.475. O início de construção é esperado para o quarto trimestre de 2007, com previsão de entrada em operação comercial em janeiro de 2008. O custo total do empreendimento está orçado em R$65.000 (não auditado).

c. Recompra percentual da Seival da MDU

Conforme a 7ª Alteração Contratual arquivada em 11 de junho de 2007, a MPX ME adquiriu da MDU 25.708 quotas da Seival Sul, voltando a deter 70% de participação nesta última.

d. Constituição de MPX Pecém S/A e acordo firmado com a EDP - Energias do Brasil S.A.

A MPX Pecém S/A foi criada em 26 de abril de 2007, tendo a MPX ME como principal acionista com 97% das ações. A MPX Pecém está localizada no Município de São Gonçalo do Amarante, Estado do Ceará, visando a desenvolver o projeto de construção de uma unidade termelétrica de 700 MW movida a carvão mineral importado.

Em 23 de maio de 2007, a MPX ME assinou promessa de compra do imóvel no Município de São Gonçalo do Amarante, Estado do Ceará, no valor total de R$2.744, dos quais R$576 foram pagos na data da assinatura e R$1.016, no mês de junho de 2007, restando um saldo de R$1.152 a ser pago no momento da assinatura da escritura definitiva.

Em 19 de julho de 2007, a EDP - Energias do Brasil S.A. firmou compromisso com a MPX ME com o objetivo de tornar-se acionista da MPX Pecém, com participação de 50% no seu capital social. Na mesma data a MPX ME firmou compromisso com a EDP com o objetivo de tornar-se acionista da Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda. ("Diferencial"), empresa controlada da EDP, participando em 50% no seu capital social. A Diferencial possui concessão para construção de uma unidade termoelétrica de 350 MW, movida a carvão mineral, no Estado do Maranhão.

A efetivação da transação, no caso de ambos os contratos, está sujeita às seguintes condições, ainda não verificadas:

(a) Aprovação da ANEEL para a alteração da cadeia societária; e

(b) Que a empresa cujas ações deverão ser subscritas consigam vender, em parte ou em sua totalidade, a energia disponibilizada para venda (em leilões promovidos pela ANEEL ou por meio de qualquer forma de contratos bilaterais) até 31 de dezembro de 2010.

O formato jurídico da troca das participações, onde cada acionista deverá deter 50% de cada empreendimento, encontra-se em fase de finalização. Em julho de 2007, a EDP efetuou um aporte inicial na MPX Pecém no valor de R$2.500, tendo sido contabilizado no passivo dessa empresa.

e. Contratação de empréstimo bancário

Em 19 de setembro de 2007, a MPX ME contraiu empréstimo junto ao Banco Itaú BBA em moeda estrangeira no montante de US$10.718 mil, cujo custo de captação foi a variação do dólar norte-americano mais 8,8% ao ano. Em 28 de setembro de 2007, a MPX ME contraiu novo empréstimo junto ao Banco Itaú BBA em moeda estrangeira no montante de US$20.000 mil, cujo custo de captação foi à variação do dólar norte-americano mais 7,2% ao ano. Tais recursos serão destinados à liquidação de dívidas com partes relacionadas e ao financiamento de projetos de energia em desenvolvimento. Como garantia, foi concedido aval do quotista.

f. Constituição de outras subsidiárias

Dentro da sua estratégia de desenvolvimento de diversos projetos no segmento de geração de energia, a MPX ME iniciou a constituição, em setembro de 2007, de duas novas subsidiárias (listadas a seguir) nos locais de implantação dos empreendimentos. A Companhia deverá buscar novos parceiros para o desenvolvimento de tais empreendimentos.

Sociedade	Empreendimento	Localização
MPX Seival II Energia Ltda.	UTE movida a carvão, com capacidade de 600 MW	Porto do Açú
UTE Porto do Açu Energia S.A.	UTE movida a carvão, com capacidade de 1.400 MW	São João da Barra-RJ

Está em fase de constituição, também, a MPX Comercializadora de Energia Ltda., com sede no Rio de Janeiro, com o objetivo de comercializar a energia gerada pelas Empresas do Grupo.

g. Transformação do tipo de sociedade de "limitada" para "sociedade por ações"

Em 25 de setembro de 2007, os quotistas da MPX ME aprovaram em Assembléia Geral a transformação da MPX ME em uma sociedade por ações e a conseqüente conversão da totalidade das quotas que compões o seu capital social em ações. A conversão se deu na proporção de 1 ação ordinária, nominativa, sem valor nominal, para cada quota, sem alteração no valor do capital social. A partir dessa data, a razão social da Companhia passa a ser "MPX Mineração e Energia S.A.".

h. Aquisição de investimento

Em 3 de outubro de 2007, a MPX ME adquiriu da Ardpoint Holding Inc. quotas do capital social da MPX Energia de Chile Limitada, equivalentes a 70% do seu capital social, pelo valor aproximado de US$1 mil, pago em 10 de outubro de 2007. A aquisição foi efetuada pelo valor patrimonial das quotas, por meio de compra de participações no exterior. A MPX Energia de Chile tem como objetivo instalar uma UTE de capacidade estimada de geração de 1.400 MW nas proximidades da cidade de Copiapó, na III Región de Atacama.

* * *

Composição da Diretoria
Diretor-Presidente: Eike Fuhrken Batista

Diretores sem denominação específica:
Flavio Godinho
Paulo Carvalho de Gouvêa
Paulo Monteiro Barbosa Filho

Contador
Denison Ribeiro de Carvalho
CRC-RJ nº 062.801/O-4

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Demonstrações Financeiras consolidadas da MPX relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006 e respectivos parecer e relatório de revisão especial dos Auditores Independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

MPX Mineração e Energia S.A.

Demonstrações financeiras
em 30 de setembro de 2007 e 2006

MPX Mineração e Energia S.A.

Demonstrações financeiras

em 30 de setembro de 2007 e 2006

Conteúdo

Parecer dos auditores independentes 797 -798

Balanços patrimonia 799

Demonstrações de resultados 800

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido 801

Demonstrações das origens e aplicações de recursos 802

Demonstrações dos fluxos de 803

Notas explicativas às demonstrações financeiras 804 - 823

KPMG Auditores Independentes
Av. Almirante Barroso, 52 - 4º
20031-000 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 2888
20001-970 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Central Tel 55 (21) 3515-9400
Fax 55 (21) 3515-9000
Internet www.kpmg.com.br

Parecer dos auditores independentes

Aos
Administradores e Acionistas da
MPX Mineração e Energia S.A.
Rio de Janeiro - RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial da MPX Mineração e Energia S.A. e o balanço patrimonial consolidado dessa Companhia e suas controladas, levantados em 30 de setembro de 2007, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao período de nove meses findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.

2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas representam, adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da MPX Mineração e Energia S.A. e a posição patrimonial e financeira consolidada dessa Companhia e suas controladas em 30 de setembro de 2007, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos, correspondentes ao período de nove meses findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Nosso exame foi efetuado com o objetivo de formarmos uma opinião sobre as demonstrações financeiras tomadas em conjunto. A demonstração dos fluxos de caixa representa informação complementar a essas demonstrações, não é requerida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e está sendo apresentada para possibilitar uma análise adicional. Essa informação complementar foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria aplicados às demonstrações financeiras e, em nossa opinião, estão apresentadas, em todos os aspectos relevantes, adequadamente em relação às demonstrações financeiras, tomadas em conjunto.

KPMG Auditores Independentes é uma sociedade brasileira, simples, membro da KPMG International, uma cooperativa suíça.

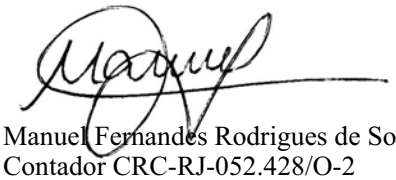
KPMG Auditores Independentes is a Brazilian entity, member firm of KPMG International, a Swiss cooperative.

5. Efetuamos uma revisão limitada do balanço patrimonial da MPX Mineração e Energia S.A. e do balanço patrimonial consolidado desta Companhia e suas controladas em 30 de setembro de 2006, e das correspondentes demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos para o período de nove meses findo naquela data apresentados para fins de comparabilidade. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil e consistiu, principalmente, na aplicação de procedimentos de revisão analítica dos dados financeiros e na averiguação dos critérios adotados na elaboração das demonstrações financeiras em 30 de setembro de 2006 junto aos responsáveis pelas áreas contábil e financeira. Considerando que esta revisão não representou um exame de acordo com as Normas de Auditoria Independente das Demonstrações Financeiras, não estamos expressando uma opinião sobre as referidas demonstrações financeiras. Baseados em nossa revisão limitada, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nessas demonstrações financeiras para que as mesmas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

6. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 1, a controlada indireta Termopantanal Ltda. e as controladas diretas Seival Sul Mineração Ltda., Amapari Energia S.A. e MPX Pecém Geração de Energia S.A. encontram-se em fase pré-operacional. Desta forma, os resultados correspondentes às atividades pré-operacionais destas controladas encontram-se registrados no ativo diferido, exceto pelos gastos que não estão diretamente associados a quaisquer benefícios futuros. Adicionalmente, em 30 de setembro de 2007 e 2006, a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo nos montantes de R$41.879 mil e R$157 mil, respectivamente, (R$38.830 mil e R$136 mil no consolidado, respectivamente) e apresenta prejuízos acumulados nos montantes de R$8.783 mil e R$3.518 mil, respectivamente e, conforme comentado na Nota Explicativa nº 4, a Termopantanal Ltda. está negociando a assinatura de contrato para o fornecimento de gás. A recuperação dos valores registrados no ativo permanente depende do sucesso das operações futuras da Companhia e de suas controladas, sendo dependentes do suporte financeiro dos acionistas e/ou de recursos de terceiros até que as operações se tornem rentáveis. Os planos da Administração e de suas controladas com relação às atividades operacionais estão descritos nas Notas Explicativas nºs 1 e 4.

10 de outubro de 2007

KPMG Auditores Independentes
CRC-SP-14.428/O-6-F-RJ



Manuel Fernandes Rodrigues de Sousa
Contador CRC-RJ-052.428/O-2

MPX Mineração e Energia S.A.

Balanços patrimoniais

em 30 de setembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
Ativo		**2007**	**2006 (não auditado)**	**2007**	**2006 (não auditado)**
Circulante					
Disponibilidades		17.222	66	20.286	88
Adiantamentos diversos		146	20	146	20
Imposto a recuperar		80	73	80	72
		17.448	159	20.512	180
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Partes relacionadas	7	30.237	2.638	7	77
Outros créditos		-	16	-	-
		30.237	2.654	7	77
Permanente					
Investimentos	4	9.824	8.711	-	-
Imobilizado	5	3.576	667	40.608	12.267
Diferido		81	-	7.447	5.127
		13.481	9.378	48.055	17.394
		61.166	12.191	68.574	17.651

	Nota	Controladora		Consolidado	
Passivo		**2007**	**2006 (não auditado)**	**2007**	**2006 (não auditado)**
Circulante					
Fornecedores		260	16	259	15
Impostos e contribuições a recolher		629	241	700	243
Salários, férias e encargos a pagar		177	59	177	58
Empréstimos	6	56.555	-	56.555	-
Outras contas a pagar		1.696	-	1.696	-
		59.317	316	59.387	316
Não circulante					
Exigível a longo prazo					
Partes relacionadas	7	-	4.813	603	5.781
Adiantamento recebido		-	-	2.500	-
		-	4.813	3.103	5.781
Participações de minoritários		-	-	4.235	4.492
Patrimônio líquido					
Capital social	9	10.580	10.580	10.580	10.580
Prejuízos acumulados		(8.731)	(3.518)	(8.731)	(3.518)
		1.849	7.062	1.849	7.062
		61.166	12.191	68.574	17.651

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia S.A.

Demonstrações de resultados

Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais, exceto o prejuízo por ação/quota)

	Controladora		Consolidado	
	2007	**2006 (não auditado)**	**2007**	**2006 (não auditado)**
Receitas (despesas) operacionais				
Administrativas e gerais	(4.513)	(1.339)	(4.513)	(1.339)
Receitas financeiras	51	7	51	7
Despesas financeiras, líquidas de receita de variação cambial de R$312 em 2007	(324)	(30)	(324)	(30)
Prejuízo do período	(4.786)	(1.362)	(4.786)	(1.362)
Prejuízo por ação/quota - R$	(0,05)	(0,01)		
Quantidade de ações/quotas ao final do período	105.800.427	105.800.427		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais)

	Capital social	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2005	10.580	(2.156)	8.424
Prejuízo do período	-	(1.362)	(1.362)
Saldos em 30 de setembro de 2006 (não auditado)	10.580	(3.518)	7.062
Saldos em 31 de dezembro de 2006	10.580	(3.945)	6.635
Prejuízo do período	-	(4.786)	(4.786)
Saldos em 30 de setembro de 2007	10.580	(8.731)	1.849

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia S.A.

Demonstrações das origens e aplicações de recursos

Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2007	**2006 (não auditado)**	**2007**	**2006 (não auditado)**
Aplicações dos recursos				
Nas operações				
Prejuízo do período	4.786	1.362	4.786	1.362
Itens que não afetam o capital circulante:				
Depreciação e amortização	(200)	(174)	(200)	(174)
Recursos originados das operações	4.586	1.188	4.586	1.188
Acréscimo no realizável a longo prazo	27.163	490	263	54
Aplicações em investimentos permanentes em outras sociedades	257	-	-	-
Aquisições de bens do imobilizado	3.135	-	28.528	(4)
Adições no ativo diferido	81	-	2.222	831
Redução no exigível a longo prazo (liquidação em empréstimos)	5.692	-	2.464	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	765	69	637	-
	41.679	1.747	38.700	2.069
Origens dos recursos				
De terceiros				
Baixa de investimentos	1	152	1	155
Aumento do exigível a longo prazo	-	585	-	882
Recursos originados das operações	1	737	1	1.037
Aumento do capital circulante líquido	(41.678)	(1.010)	(38.699)	(1.032)
Demonstração das variações no capital circulante líquido				
Ativo circulante				
No fim do período	17.448	159	20.512	180
No início do período	229	1.043	252	1.136
	17.219	(884)	20.260	(956)
Passivo circulante				
No fim do período	59.317	316	59.387	316
No início do período	420	190	428	240
	58.897	126	58.959	76
	(41.678)	(1.010)	(38.699)	(1.032)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa

Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2007	**2006 (não auditado)**	**2007**	**2006 (não auditado)**
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Prejuízo do período	(4.786)	(1.362)	(4.786)	(1.362)
Ajustes para conciliar o resultado às disponibilidades geradas pelas atividades operacionais:				
Depreciação e amortização	200	173	200	173
Variações nos ativos e passivos				
(Aumento) redução em adiantamentos diversos	(57)	(20)	(57)	(20)
(Aumento) redução em impostos a recuperar	(5)	(6)	(5)	(6)
Aumento (redução) em partes relacionadas - passivo, líquida da variação do ativo	(32.823)	831	(3.105)	1.565
Aumento (redução) em fornecedores	201	14	194	14
Aumento (redução) em impostos e contribuições	319	51	388	35
Aumento (redução) em salários, férias e encargos a pagar	125	60	125	28
Aumento (redução) outras contas a pagar	1.696	-	1.696	-
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades operacionais	(35.130)	(259)	(5.350)	427
Fluxos de caixa das atividades de investimentos				
Participações minoritárias	-	-	(257)	-
Aquisição de investimentos	(1.052)	(69)	-	-
Compras de imobilizado	(3.134)	152	(28.528)	156
Adições ao diferido	(81)	-	(2.222)	(830)
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades de investimentos	(4.267)	83	(31.007)	(674)
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos				
Empréstimos tomados	56.555	-	56.555	-
Demonstração do aumento (redução) nas disponibilidades				
No início do período	64	242	88	335
No fim do período	17.222	66	20.286	88
Aumento (redução) nas disponibilidades	17.158	(176)	20.198	(247)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

MPX Mineração e Energia S.A.

Notas explicativas às demonstrações financeiras

Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

1 Contexto operacional

A MPX Mineração e Energia S.A. ("MPX ME" ou "Companhia") foi constituída em 25 de abril de 2001, com sede na Cidade do Rio de Janeiro. Em 25 de setembro de 2007, os quotistas da MPX ME aprovaram a transformação da MPX ME em uma sociedade por ações e a conseqüente alteração em sua razão social de "MPX Mineração e Energia Ltda." para "MPX Mineração e Energia S.A."

A MPX ME atua principalmente no segmento de geração de energia elétrica. Adicionalmente, de modo a integrar suas operações, fornece matéria-prima para as Usinas Termoelétricas e atua também em projetos de mineração de carvão. Sua atuação nesses investimentos é efetuada através da participação, como sócia, sócia-quotista ou acionista, no capital de outras sociedades civis ou comerciais, no País e no exterior.

A MPX ME possui participação societária nas seguintes controladas:

- Termopantanal Participações Ltda. ("Termopantanal Participações") e Termopantanal Ltda. ("Termopantanal"): a Termopantanal Participações é a *holding* da Termopantanal, que atua na área de geração de energia termelétrica;
- Seival Sul Mineração Ltda. ("Seival"): atua no segmento de extração de carvão mineral;
- Amapari Energia S.A. ("Amapari"): atua na área de geração de energia termelétrica; e
- MPX Pecém Geração de Energia S.A. ("MPX Pecém"): atua na área de geração de energia termelétrica.

Todas essas controladas encontram-se em fase pré-operacional. Para maiores detalhes dos projetos dessas empresas, vide Nota Explicativa nº 4.

Os planos na Administração incluem o desenvolvimento no total de nove projetos de geração de energia, compreendendo primordialmente plantas termelétricas a carvão mineral, em sua grande maioria importado, e óleo diesel, uma usina hidrelétrica e uma pequena central hidrelétrica (PCH), sendo uma termelétrica de 1.400 MW no Chile. Uma vez atingida a plena capacidade dos projetos, a Administração estima que eles possam gerar energia acima de 11.000 MW. O primeiro projeto a entrar em operação deve ser a Amapari Energia S.A., previsto para o início de 2008. Os planos da Administração prevêem que todos os projetos estejam em operação em 2014.

Alguns desses projetos deverão ser desenvolvidos em parceria com outros agentes do setor. Os recursos para os projetos serão obtidos basicamente por financiamentos de terceiros e captação de fundos através de Oferta Pública de Ações da MPX ME.

Dentro da sua estratégia de desenvolvimento de diversos empreendimentos no segmento de geração de energia, a MPX ME iniciou a constituição, em setembro de 2007, de duas novas subsidiárias (listadas a seguir) nos locais de implantação dos empreendimentos.

Sociedade	Empreendimento	Localização
MPX Seival II Energia Ltda.	UTE movida a carvão, com capacidade de 600 MW	Porto do Açu
UTE Porto do Açu Energia S.A.	UTE movida a carvão, com capacidade de 1.400 MW	São João da Barra-RJ

Está em fase de constituição, também, a MPX Comercializadora de Energia Ltda., com sede no Rio de Janeiro, com o objetivo de comercializar a energia gerada pelas Empresas do Grupo.

2 Apresentação das demonstrações financeiras e práticas contábeis

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as determinações da Lei das Sociedades por Ações, disposições complementares da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e legislação específica emanada pela ANEEL (este último, referente às demonstrações financeiras consolidadas).

Principais práticas contábeis

a. Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. Tendo em vista a fase pré-operacional das empresas controladas pela MPX ME, os seus resultados encontram-se registrados no ativo diferido, exceto pelos gastos que não estão diretamente associados a quaisquer benefícios futuros, os quais foram transferidos do ativo diferido para o resultado do exercício.

b. Estimativas contábeis

A elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração use de julgamento na determinação e registro de estimativas contábeis. Ativos e passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o valor residual do ativo imobilizado e diferido. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A MPX ME revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente.

c. Moeda estrangeira

Os ativos e passivos monetários denominados em moedas estrangeiras foram convertidos para reais pela taxa de câmbio da data de fechamento do balanço e as diferenças decorrentes de conversão de moeda foram reconhecidas no resultado do exercício.

d. Ativos circulante e não circulante

- **Disponibilidades**

  Representado por valores depositados em conta-corrente bancária.

- **Investimentos**

  Os investimentos em empresas controladas estão avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

- **Imobilizado**

  Registrado ao custo de aquisição, formação ou construção. A depreciação dos bens administrativos é calculada pelo método linear às taxas mencionadas na Nota Explicativa nº 5 e leva em consideração o tempo de vida útil estimado dos bens.

- **Diferido**

  Representado substancialmente pelos resultados apurados na fase pré-operacional, relativos a gastos com pesquisa e desenvolvimento dos projetos das controladas da MPX ME, assim como os correspondentes encargos financeiros, variações monetárias e/ou cambiais incorridas e/ou auferidas até a data dos balanços, associados à expectativa de benefícios futuros. A amortização para as atividades operacionais será calculada pelo período de 10 anos, a partir da entrada em operação das controladas.

  Os gastos que não estão diretamente associados a quaisquer benefícios futuros são transferidos do ativo diferido para o resultado do exercício.

- **Demais ativos circulantes e não circulantes**

  São apresentados pelo valor líquido de realização.

e. Passivos circulante e não circulante

São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data dos balanços.

f. Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a empresa possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação.

g. Imposto de renda e contribuição social

A MPX ME não apurou lucro tributável nos trimestres findos em 31 de setembro de 2007 e 2006. Os créditos fiscais diferidos ativos não foram reconhecidos, devido à ausência de histórico de rentabilidade.

h. Demonstrações dos fluxos de caixa

A MPX ME está apresentando, como informação suplementar, as demonstrações dos fluxos de caixa preparada de acordo com a NPC 20 - Demonstração dos fluxos de caixa, emitida pelo IBRACON - Instituto de Auditores Independentes do Brasil.

3 Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da MPX ME e suas controladas a seguir relacionadas:

	2007	**2006 (não auditado)**
Participação direta:		
Seival Sul Mineração Ltda.	70,00%	35,70%(*)
Termopantanal Participações Ltda.	66,67%	66,67%
Amapari Energia S.A.	51,00%	-
MPX Pecém Geração de Energia S.A.	97,00%	-
Participação indireta:		
Termopantanal Ltda.	66,67%	66,67%

(*) A Seival é considerada controlada pela MPX ME, nos termos da Instrução CVM nº 247, de forma que está sendo integralmente consolidada. Seus demais quotistas, CCP Participações Ltda. e MDU Brasil Ltda. ("MDU"), possuem respectivamente 30% e 34,3% de participação em seu capital social.

As práticas contábeis foram aplicadas de forma uniforme em todas as empresas consolidadas e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. As demonstrações financeiras das empresas controladas foram auditadas pelos mesmos auditores da Companhia, na extensão necessária para emissão de opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e sobre o seu investimento nesses controladas.

Descrição dos principais procedimentos de consolidação

a. Eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas;

b. Eliminação dos saldos das contas de investimentos e correspondentes participações no capital e prejuízos acumulados das empresas controladas;

c. Destaque do valor da participação dos acionistas minoritários nas demonstrações financeiras consolidadas; e

d. Eliminação dos saldos de receitas e despesas, decorrentes de negócios entre as empresas. Esses saldos são eliminados na medida da participação da controladora nas controladas contra o investimento na mesma.

Os principais saldos dos grupos do balanço patrimonial das controladas em 30 de setembro de 2007 e 2006 estão demonstradas a seguir:

	2007				
	Seival	**Termo - pantanal Participações**	**Termo - pantanal**	**Amapari**	**MPX Pecem**
Ativo circulante	1	5	10	527	2.500
Ativo permanente	2.097	12.026	15.343	25.783	651
Passivo circulante	-	-	-	69	-
Passivo exigível a longo prazo	1.349	-	3.344	26.241	3.151
Patrimônio líquido	749	12.031	12.009	-	-

	2006 (não auditado)		
	Seival	**Termopantanal Participações**	**Termo-pantanal**
Ativo circulante	1	5	15
Ativo permanente	2.002	12.026	14.737
Passivo circulante	-	-	1
Passivo exigível a longo prazo	1.253	-	2.734
Patrimônio líquido	749	12.031	12.026

4 Investimentos

	Controlada	
	2007	**2006 (não auditado)**
Participações em empresas controladas:		
Seival Sul Mineração Ltda.	1.805	694
Termopantanal Participações Ltda.	8.017	8.017
Amapari Energia S.A.	1	-
MPX Pecém Energia S.A.	1	-
	9.824	8.711

I. Seival Sul Mineração Ltda.

Informações sobre a controlada

A controlada Seival, constituída em 21 de maio de 2001, possui com a Companhia Nacional de Mineração Candiota contrato de arrendamento de uma mina de carvão mineral na Cidade de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul. Os direitos minerários estão concessionados pelo DNPM por meio das Portarias de Lavra nºs 119, 121 e 122, de 27 de janeiro de 1984, e 407, de 14 de março de 1985. A mina possui Licença de Operação nº 1672/2005-DL emitida pela FEPAM em 31 de março de 2005.

A Seival encontra-se em fase pré-operacional e possui capacidade estimada de extração de 10 a 14 milhões de toneladas por ano. Sua produção deverá ser destinada primariamente para a alimentação da Usina Termoelétrica Seival II.

Em 8 de janeiro de 2007, a coligada Seival Sul firmou com a Companhia Nacional de Mineração Candiota aditamento ao contrato de arrendamento da Mina de Seival Sul, prorrogando o prazo por mais 25 anos e repactuando-se o valor do arrendamento para R$35 mensais.

Informações sobre o investimento

A Seival foi constituída com a MPX ME detendo de 70% de participação em seu capital, e tendo como outro acionista a CCP Participações Ltda. Conforme comentado a seguir, em outubro de 2005, a MPX ME sofreu uma cisão, cedendo à MDU, entre outros ativos, quotas da Seival equivalentes a 34,3% do capital social dessa empresa, avaliados pelo seu valor contábil. Dessa forma, a Companhia passou a deter 35,7% de participação no capital social da Seival.

Em junho de 2007, a MPX ME adquiriu da MDU, acionista minoritário da Seival, 25.708 quotas do capital social dessa empresa, aumentando sua participação societária para 70%.

II. Termopantanal Ltda. e Termopantanal Participações Ltda.

Informações sobre a controlada

A controlada indireta Termopantanal Ltda. foi constituída em 10 de setembro de 2003 com associação da Companhia com a boliviana Cooperativa Rural de Eletrificación (“CRE”), com o objetivo de construir um gasoduto de 33 km a partir da Cidade de Corumbá, Estado do Mato Grosso do Sul, com ponto de interligação ao Gasoduto Brasil-Bolívia na Cidade boliviana de Puerto Suarez.

A construção do gasoduto se deu em parceria com Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul ("MS-GÁS"), através do consórcio estabelecido entre as duas empresas. O Contrato de Constituição de Consórcio ("Contrato") estabelecido entre ambas prevê que a MS-GÁS é responsável por fornecer parte dos tubos, válvulas e equipamentos elétricos e mecânicos, e a Termopantanal, por sua vez, é responsável pela construção e montagem do gasoduto e fornecimento de outros materiais necessários. De acordo com o Contrato, cada participante manterá imobilizado em seus registros os valores aportados na construção do gasoduto, que deverá ser depreciado a partir do momento da sua efetiva utilização. O contrato prevê ainda que ao final da depreciação contábil do ativo da Termopantanal, a sua quota-parte deverá ser transferida para a MS-GÁS sem ônus. A construção do gasoduto foi finalizada em dezembro de 2006.

O resultado econômico do referido consórcio será atribuído às consorciadas na proporção do valor dos aportes efetuados. Os aportes da Termopantanal no projeto totalizam R$12.169.

Conforme o projeto inicial, o ramal visa ao suprimento de combustível a duas termelétricas a serem implantadas na região da fronteira, uma de 44 MW e outra de 170 MW, cuja construção deve iniciar-se em 2008 e sua entrada em operação está prevista para 2011.

Em março de 2004, a Termopantanal assinou com a Petrobras Bolívia e com a MS-GÁS um acordo de suprimento gás. Dado às recentes mudanças promovidas pelo governo boliviano na legislação local de hidrocarburetos, o contrato com a Petrobras Bolívia ficou prejudicado. Em 5 de maio de 2007, após negociações com a estatal boliviana YPFB, esta confirmou o suprimento dos volumes necessários de combustível, que está sendo formalizado em contrato.

Informações sobre o investimento

A Termopantanal foi constituída com 99% de participação da MPX ME que, por sua vez, possuía como uma de suas acionistas a MDU, com 34,3% de participação (o que conferia à MDU participação indireta no empreendimento da Termopantanal).

Em 22 de fevereiro de 2005, a MPX ME cedeu parte das quotas detidas do capital social da Termopantanal para a Companhia boliviana Cooperativa Rural de Eletrificación ("CRE"), equivalente a 33,33% do capital social dessa empresa, recebendo da CRE o montante em dinheiro equivalente ao investimento efetuado. Na mesma data, MPX ME e CRE aportaram o total das suas quotas do capital social da Termopantanal na Termopantanal Participações. Dessa forma, a MPX ME passou a ter participação indireta no capital social da Termopantanal.

Em outubro de 2005, a MDU optou por retirar-se da sociedade no empreendimento da Termopantanal, ficando assim a MPX ME com a participação de 66,67% na Termopantanal Ltda., com os outros 33,33% pertencentes à CRE.

III. Amapari Energia S.A.

Em abril de 2007, a MPX ME firmou com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A ("Eletronorte") um acordo de acionistas visando à construção e operação de uma unidade termelétrica de 23,3 MW no Estado do Amapá movida a óleo diesel. A MPX ME participa em 51% do capital da Amapari Energia S.A. e a Eletronorte com 49%.

O terreno para a instalação da planta foi outorgado em usufruto pelo prazo de 30 anos pelo Instituto do Meio Ambiente e de Ordenamento Territorial do Estado do Amapá, conforme contrato assinado em 28 de maio de 2007.

Os motores voltados à geração de energia foram encomendados a Man Diesel A/S - Dinamarca a um valor FOB de EUR$8.475. O início de construção é esperado para o quarto trimestre de 2007, com previsão de entrada em operação comercial em janeiro de 2008. O custo da construção está orçado em R$65.000 (não auditado), financiado através de linhas de financiamento e capital dos sócios.

IV. MPX Pecém Geração de Energia S.A.

A MPX Pecém S/A foi criada em 26 de abril de 2007, tendo a MPX ME como principal acionista com 97% das ações. A MPX Pecém está localizada no Município de São Gonçalo do Amarante, Estado do Ceará, visando a desenvolver o projeto de construção de uma unidade termelétrica de 700 MW movida a carvão mineral importado.

Em 19 de julho de 2007, a EDP - Energias do Brasil S.A. firmou compromisso com a MPX ME com o objetivo de tornar-se acionista da MPX Pecém, com participação de 50% no seu capital social. Na mesma data a MPX ME firmou compromisso com a EDP com o objetivo de tornar-se acionista da Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda. ("Diferencial"), empresa controlada da EDP, participando em 50% no seu capital social. A Diferencial possui concessão para construção de uma unidade termoelétrica de 350 MW, movida a carvão mineral, no Estado do Maranhão.

A efetivação da transação, no caso de ambos os contratos, está sujeita às seguintes condições, ainda não verificadas:

(a) Aprovação da ANEEL para a alteração da cadeia societária; e

(b) Que a empresa cujas ações deverão ser subscritas consigam vender, em parte ou em sua totalidade, a energia disponibilizada para venda (em leilões promovidos pela ANEEL ou por meio de qualquer forma de contratos bilaterais) até 31 de dezembro de 2010.

O formato jurídico da troca das participações, onde cada acionista deverá deter 50% de cada empreendimento, encontra-se em fase de finalização. Em julho de 2007, a EDP efetuou um aporte inicial na MPX Pecém no valor de R$2.500, tendo sido contabilizado no passivo dessa empresa como adiantamento.

Movimentação

As participações societárias e as movimentações dos investimentos estão apresentadas a seguir:

	Controladora			
Informações sobre as investidas	**Seival**	**Termo-pantanal Participações**	**Amapari**	**MPX Pecém**
Em 30 de setembro de 2007:				
Participação no capital social	70%	66,67%	51%	97%
Patrimônio líquido	749	12.031	1	1
Capital social	749	12.026	1	1
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.239	11	-	-

	Controladora				
Movimentação do investimento	**Seival**	**Termo-pantanal Participações**	**Amapari**	**MPX Pecém**	**Total**
Saldo em 31 de dezembro de 2005	625	8.017	-	-	8.642
Adiantamento para futuro aumento de capital	69	-	-	-	69
Saldo em 30 de setembro de 2006 (a) (não auditado)	694	8.017	-	-	8.711
Saldo em 31 de dezembro de 2006	755	8.017	--	-	8.772
Aquisição de investimento	-	--	1	1	2
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.050	--	-	-	1.050
Saldo em 30 de setembro de 2007 (a)	1.805	8.017	1	1	9.824

(a) Representado pelo percentual de participação da MPX ME na controlada, mais adiantamento para futuro aumento de capital efetuado pela Companhia, conforme descrito abaixo. Tais adiantamentos são apresentados no investimento da MPX ME, considerando que a Companhia possui e intenção de capitalização dos mesmos:

	Controladora	
	2007	**2006 (não auditado)**
Seival Sul Mineração Ltda.	1.239	425
	1.239	425

5 Imobilizado

		2007					
	Taxa de depreciação % a.a.	Controladora			Consolidado		
		Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Móveis e utensílios	10	653	(227)	426	697	(242)	455
Equipamentos diversos	10	66	(23)	43	73	(24)	49
Equipamentos de informática	20	319	(130)	189	324	(135)	189
Sistemas e programas de informática	20	69	(43)	26	69	(43)	26
Benfeitorias em imóveis de terceiros	10	277	(129)	148	277	(129)	148
Ramal de gás **(a)**		-	-	-	12.169	-	12.169
Terrenos **(b)**		2.744	-	2.744	2.744	-	2.744
Imobilizado em andamento **(c)**		-	-	-	24.828	-	24.828
		4.128	(552)	3.576	41.181	(573)	40.608

		2006 (não auditado)					
	Taxa de depreciação % a.a.	Controladora			Consolidado		
		Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Móveis & utensílios	10	469	(125)	344	513	(136)	377
Equipamentos diversos	10	48	(13)	35	55	(14)	41
Equipamentos de informática	20	127	(62)	65	132	(65)	67
Sistemas e programas de informática	20	44	(24)	20	44	(24)	20
Benfeitorias em imóveis de terceiros	10	277	(74)	203	277	(74)	203
Ramal de gás **(a)**		-	-	-	11.559	-	11.559
		965	(298)	667	12.580	(313)	12.267

(a) Ramal de gás refere-se ao gasoduto construído pela controlada Termopantanal em consórcio com a MS-GÁS, cuja conclusão da obra ocorreu em dezembro de 2006. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 4, o mesmo deverá ser depreciado pelo prazo da concessão (30 anos) e devolvido à MS-GÁS após esse período. Em 30 de setembro de 2006, o mesmo encontrava-se classificado no imobilizado em andamento.

(b) Em 23 de maio de 2007, a MPX ME assinou promessa de compra do imóvel no Município de São Gonçalo do Amarante, Estado do Ceará no valor total de R$2.744, dos quais R$576 foram pagos na data da assinatura e R$1.016 em junho de 2007. Em 30 de setembro de 2007, restava um saldo de R$1.152 que deverá ser pago no momento da assinatura da escritura definitiva e está apresentado na rubrica de Outras contas a pagar.

(c) Em 30 de setembro de 2007, o imobilizado em andamento refere-se a gastos de construção da UTE Serra do Navio no Estado do Amapá. Em 30 de setembro de 2006, refere-se ao ramal de gás da Termopantanal, conforme comentado na letra "a".

6 Empréstimos e financiamentos

Em 19 de setembro de 2007, a MPX ME contraiu empréstimo junto ao Banco Itaú BBA em moeda estrangeira no montante de US$10.718 mil. O custo de captação foi a variação do dólar norte-americano mais 8,8% ao ano, e os juros e principal deverão ser integralmente liquidados em 30 dias. Em 30 de setembro de 2007, o saldo a pagar era de R$19.762, e no período findo naquela data, a MPX ME apurou despesa de juros de R$53 e variação cambial positiva de R$290, devido à queda da taxa de câmbio.

Em 28 de setembro de 2007, a MPX ME contraiu novo empréstimo junto ao Banco Itaú BBA em moeda estrangeira no montante de US$20.000 mil. O custo de captação foi a variação do dólar norte-americano mais 7,2% ao ano, e os juros e principal deverão ser integralmente liquidados em 30 dias. Em 30 de setembro de 2007, o saldo a pagar era de R$36.793, e no período de nove meses findo naquela data, a MPX ME apurou despesa de juros R$15 e variação cambial positiva de R$22.

Tais recursos serão destinados à liquidação de dívidas com partes relacionadas e ao financiamento de projetos de energia em desenvolvimento.

Como garantia, foi concedido aval do quotista.

7 Transações com partes relacionadas

	Controladora				Consolidado			
	Ativo		Passivo		Ativo		Passivo	
Partes relacionadas	2007	2006 (não auditado)	2007	2006 (não auditado)	2007	2006 (não auditado)	2007	2006 (não auditado)
Termopantanal Ltda. **(a)**	3.344	2.584	-			-	-	-
Amapari Energia S.A. **(b)**	26.242	-	-		-	-	-	
MPX Pecém Geração de Energia S.A.	651	-	-	-	-	-	-	-
EBX S.A. **(c)**	-	-	-	2.322	-	-	-	2.322
EBX Participações Ltda. **(d)**	-	53	-	-	-	53	-	140
Copelmi Mineração Ltda. **(e)**	-	-	-	-	-	-	55	62
CCP Participações Ltda. **(e)**	-	-	-	-	-	-	548	356
MDU	-	-	-	-	-	-	-	410
Eike Furken Batista **(f)**	-	-	-	2.491	-	-	-	2.491
Outros	-	-	-		7	-	-	-
	30.237	2.637	-	4.813	7	53	603	5.781

(a) Refere-se à operação de mútuo com empresa ligada.

(b) Refere-se a adiantamento para futuro aumento de capital no montante de R$9.443, e empréstimo no montante de R$16.799. A MPX ME efetuou a capitação dos recursos para o empréstimo efetuado a Amapari junto a terceiros, e efetuou esse empréstimo nas mesmas condições de capitação: variação cambial + taxa de juros de 8,8% ao ano.

(c) Refere-se à obrigação contraída junto à EBX S/A pela liquidação da Nota Promissória em favor da MDU, oriunda da operação de cisão da MPX ME ocorrida em 31 de outubro de 2005 (vide Nota Explicativa nº 4 item III). Em setembro de 2007, o saldo foi liquidado com o pagamento à credora.

(d) O saldo ativo refere-se a gastos para o desenvolvimento de dois projetos não ligados ao setor de energia e mineração. Em 2007, a MPX ME foi reembolsada pelos gastos efetuados até então nos projetos e os mesmos passaram a ser desenvolvidos por outras Empresas do Grupo.

(e) Referem-se a saldos de mútuo da controlada Seival com seus sócios minoritários.

(f) Refere-se a aportes efetuados pelo sócio-quotista na modalidade de mútuo. Em 2007 a MPX ME liquidou o saldo do referido mútuo.

Apenas a operação comentada no item (b) gerou reflexos no resultado da MPX ME. As demais operações não apresentam cláusula de correção.

8 Provisão para contingências

A MPX ME é parte em ações judiciais decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões cíveis e trabalhistas, no montante estimado de R$500, avaliado pelos assessores jurídicos como sendo de risco possível, os quais a Administração julga não ser necessária à constituição de qualquer provisão.

As principais causas referem-se à:

a. Ação trabalhista onde o autor pleiteia o reconhecimento do vínculo empregatício com a MPX ME e os correspondentes encargos e direitos decorrentes, e o pagamento de percentual sobre a alienação das quotas da ex-controlada MPX Termoceará Ltda.; e

b. Contestação pelo Ministério Público em Corumbá, Mato Grosso do Sul, da licença ambiental concedida pelo IBAMA à Termopantanal Ltda.

9 Patrimônio líquido

a. Capital social

Conforme comentado na Nota Explicativa nº 1, em 25 de setembro de 2007, os quotistas da MPX ME aprovaram em Assembléia Geral o ato que transforma a MPX ME em uma sociedade por ações e a conseqüente conversão da totalidade das quotas que compões o seu capital social em ações. A conversão se deu na proporção de uma ação ordinária, nominativa, sem valor nominal, para cada quota, sem alteração no valor do capital social.

O capital social da MPX ME em 30 de setembro de 2007 e 2006 era de R$10.580, distribuído em 105.800.427 ações em 30 de setembro de 2007 (quotas em 30 de setembro de 2006), assim distribuídas:

	Quantidade de ações	Percentual de participação (%)
Eike Fuhrken Batista	99.981.404	94.50
Flavio Godinho	5.290.021	5.00
Paulo Carvalho de Gouvêa	529.002	0.50
	105.800.427	100.00

b. Dividendos

O Estatuto Social prevê o pagamento de dividendo anual mínimo obrigatório de 25%, calculado sobre o lucro líquido do exercício apurado na forma da Lei nº 6.404/76. A Companhia poderá, a critério da Administração, pagar juros sobre o capital próprio, cujo valor líquido será imputado ao dividendo mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 9 da Lei nº 9.249/95.

10 Remuneração dos Administradores

Durante os períodos de nove meses findos em 30 de setembro 2007 e 2006, os Administradores não receberam remuneração a título de honorários.

11 Compromissos assumidos

Os principais compromissos assumidos junto a fornecedores de bens e serviços, acima de R$100, são os que seguem:

		Consolidado	
		Saldo do contrato	
Objeto do contrato:	Data da assinatura	2007	2006 (não auditado)
Construção da planta Amapari	23/08/2007	28.500	-
Estudo de engenharia da UTE Seival II	15/08/2007	60	-
Revisão conceitual todos os projetos	06/02/2007	209	-
Estudo de engenharia da UTE Porto Açu (Amapari)	06/02/2007	143	-
Consultoria ambiental Porto Açu (Amapari)	03/08/2007	600	-
Estudos de suprimento de carvão	11/09/2007	133	-
Elaboração do EIA/RIMA Porto Açu (Amapari)	03/08/2007	1.350	-
		31.095	-

12 Instrumentos financeiros

Os valores de realização estimados de ativos e passivos financeiros da MPX ME e suas controladas foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequada. Como conseqüência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais, visando à liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das taxas contratadas versus as vigentes no mercado. A MPX ME e suas controladas não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco.

Em atendimento à Instrução CVM nº 235/95, a descrição dos saldos contábeis e dos valores de mercado dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2007 e 2006 estão identificadas a seguir:

a. Disponibilidades

Os saldos em conta corrente mantidos em bancos têm seus valores de mercado idênticos aos saldos contábeis.

b. Partes relacionadas

Apresentados ao valor contábil, uma vez que não existem instrumentos similares no mercado e tratam de operações com controladas e coligadas.

c. Investimentos (controladora)

Os valores de mercado para os investimentos são considerados semelhantes aos saldos contábeis, uma vez que não possuem cotação de mercado.

d. Empréstimos

Os empréstimos contratados pela Companhia são de curto-prazo, na modalidade de capital de giro, cujas taxas se aproximam às em prática no mercado.

e. Derivativos

Em 30 de setembro de 2007 e 2006, a Companhia não possuída contratos de derivativos.

Risco da taxa de câmbio

Os resultados da Companhia e suas controladas estão suscetíveis de sofrer variações, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre suas operações.

Risco da taxa de juros

Em 30 de setembro 2007 e 2006, a Companhia não possuía operações contratadas com taxa de juros flutuantes que pudessem acarretar impactos no resultado em caso de eventual elevação.

13 Cobertura de seguros

A MPX ME, em conjunto com as empresas do grupo do qual faz parte, adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados pela Administração como suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras, conseqüentemente, não foram auditadas pelos nossos auditores independentes.

14 Eventos subseqüentes

Em 3 de outubro de 2007, a MPX ME adquiriu da Ardpoint Holding Inc. quotas do capital social da MPX Energia de Chile Limitada, equivalentes a 70% do seu capital social, pelo valor aproximado de US$1 mil, pago em 10 de outubro de 2007. A aquisição foi efetuada pelo valor patrimonial das quotas, por meio de compra de participações no exterior. A MPX Energia de Chile tem como objetivo instalar uma UTE de capacidade estimada de geração de 1.400 MW nas proximidades da cidade de Copiapó, na III Región de Atacama.

* * *

Composição do Conselho de Administração:	Composição da Diretoria:
Eike Fuhrken Batista - Presidente	Eduardo Karrer - Diretor-Presidente e de Relação com Investidores
Flavio Godinho - Vice Presidente	
Marcelo Adler Cheniaux - Conselheiro	
Luiz Rodolfo Landim Machado - Conselheiro	Rudolph Ihns - Diretor Financeiro
Luiz do Amaral de França Pereira - Conselheiro	Paulo Monteiro Barbosa Filho - Diretor de Operações
Samir Zraick - Conselheiro	Xisto Vieira Filho - Diretor de Comercialização
Rodolfo Tourinho Neto - Conselheiro	Eike Fuhrken Batista - Diretor
Eliezer Batista da Silva - Conselheiro	Flavio Godinho - Diretor
Yoshiyuti Hukai - Conselheiro	Marcelo Adler Cheniaux - Diretor

Contador
Denison Ribeiro de Carvalho
CRC-RJ nº 062.801/O-4

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)