

MARCELO JOSÉ CAVALCANTI LOPES

**Dispositivos e Condições Contratuais que dão suporte a um
Financiamento de Longo Prazo, Modalidade *Project Finance*, para
Projetos Termoelétricos a Gás Natural no Brasil**

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em
Energia do Instituto de Eletrotécnica e
Energia; Escola Politécnica; Faculdade de
Economia, Administração e Contabilidade e
Instituto de Física da Universidade de São
Paulo, para obtenção do Título de Mestre
em Energia**

Orientador:

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

SÃO PAULO

2003

MARCELO JOSÉ CAVALCANTI LOPES

**Dispositivos e Condições Contratuais que dão suporte a um
Financiamento de Longo Prazo, Modalidade *Project Finance*, para
Projetos Termoelétricos a Gás Natural no Brasil**

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em
Energia do Instituto de Eletrotécnica e
Energia; Escola Politécnica; Faculdade de
Economia, Administração e Contabilidade e
Instituto de Física da Universidade de São
Paulo, para obtenção do Título de Mestre
em Energia**

Área de Concentração: Energia

Orientador:

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

SÃO PAULO

2003

**À minha esposa Ana Paula Cavalcante Lopes,
que sempre me incentivou e acreditou na
elaboração deste trabalho, e a minha recém-
nascida filha, Maria Cecília Cavalcante Lopes,
que se tornou uma motivação adicional à
conclusão do mesmo.**

AGRADECIMENTOS

Ao amigo e orientador Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos pelas diretrizes seguras e permanente incentivo.

Ao meu pai Marcos José Lopes pelas orientações técnicas particulares.

À minha família pelo constante suporte e paciência.

Aos professores, alunos e funcionários do IEE pelo apoio prestado e pela oportunidade de convivência em um ambiente de alto nível intelectual.

A empresa Termopernameuco S.A. pelas valiosas informações disponibilizadas e aos colegas lá presentes, em especial ao Diretor-Presidente da Companhia e amigo José Luis Bragado Pérez.

SUMÁRIO

ABSTRACT	3
RESUMO	4
1. Apresentação	5
1.1. Introdução	5
1.2. Motivação	6
1.3. Etapas de desenvolvimento do trabalho	7
2. Fundamentos de <i>Project Finance</i>: Conceitos básicos e arranjos de garantia 10	
2.1. Introdução	10
2.2. História	10
2.3. Conceitos	11
2.4. Arranjos de garantia	13
3. Contexto energético institucional e regulatório dos setores de eletricidade e gás natural no Brasil	21
3.1. Introdução	21
3.2. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, ONS	22
3.3. Mercado Atacadista de Energia, MAE	24
3.4. Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica e Valor Normativo, VN	28
3.5. Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e o preço do gás natural 35	
3.6. Acesso e Uso do Sistema de Transmissão de energia elétrica	38
3.7. Outros Aspectos Regulatórios do Setor de Gás Natural	39
4. Projeto Usina Termoelétrica Termopernambuco, UTE TermoPE	43
4.1. História	43
4.2. Características gerais do projeto	51
4.3. Sustentabilidade do projeto: sob a ótica do mercado de eletricidade e gás natural no Nordeste	54
5. Dispositivos Contratuais que suportam o <i>project finance</i> para um projeto termoeletrico a gás natural no Brasil: Condições, Riscos e Medidas Mitigadoras	59
5.1. Introdução	59
5.2. Contrato de Engenharia, Suprimento e Construção (Engineering, Procurement and Construction, EPC)	62
5.2.1. Escopo Geral	62
5.2.2. Análise dos Riscos	63
5.2.3. Escopo Específico referente à Contratação de Fornecimento da Ilha de Potência	64
5.2.3.1. Fornecimento de Equipamentos e Serviços	64
5.2.3.2. Condições Contratuais: Logística, Garantias, Aceitação do Projeto, Penalidades e Limites	64

5.2.4.	Escopo Específico referente à Contratação da Engenharia, Suprimento e Construção da Usina Termoelétrica	68
5.2.4.1.	Fornecimento de Equipamentos e Serviços	68
5.2.4.2.	Condições Contratuais: Logística, Garantias, Aceitação do Projeto, Penalidades e Limites	69
5.2.5.	Garantias adicionais referentes ao Contrato de EPC	71
5.3.	Contrato de Compra de Energia Elétrica, PPA (Power Purchase Agreement)	72
5.3.1.	Introdução	72
5.3.2.	Riscos e Medidas de Mitigação	72
5.3.3.	Condições Contratuais: Prazo, Tarifa e Quantidade Contratada	76
5.4.	Contrato de Fornecimento de Gás Natural, GSA (Gas Supply Agreement) .	78
5.4.1.	Introdução	78
5.4.2.	Análise dos Riscos e Medidas de Mitigação	79
5.4.3.	Condições Contratuais: Prazo, Tarifa e Quantidade Contratada	80
5.5.	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica, CUST & Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão de Energia Elétrica, CCT	84
5.5.1.	Introdução	84
5.5.2.	Análise de Risco e Condições Contratuais	84
5.6.	Contrato de Operação e Manutenção da Usina Termoelétrica	86
5.6.1.	Introdução	86
5.6.2.	Condições Contratuais: Prazo, Responsabilidades e Garantias	86
5.6.3.	Riscos e Medidas de Mitigação	88
6.	Conclusão e Considerações Finais	89
7.	Bibliografia	92

ABSTRACT

As in the most countries, *project finance* for infrastructure projects depends on a strong guarantee arrangement and specific designed contracts to become feasible. In power plants projects, that use natural gas as fuel, this financing engineering becomes even more complicated, due to the fact that their product and raw material are highly dependent on local energy politics and very sensitive to market conditions. In Brazil, because of its power and natural gas sectors particularities, this contractual arrangements, which were originally designed for countries that thermal power plants play a important role on their power generation matrix, need to be adapted to the local conditions.

The object of this work is to propose and analyze contractual arrangements that support a *project finance* for gas fired power plant projects in Brazil. The thesis will also focus on projects risks, based on Brazil's energy sector situation, and propose mitigation measures, based on financing institutions requirements.

By sharing risks, difficulties, and mitigation measures for a power project in Brazil, this works can be considered as a relevant contribution for the power sector professionals.

RESUMO

Assim como na maioria dos países, financiamentos de projetos de infra-estrutura no Brasil, na modalidade *project finance*, dependem de uma engenhosa estruturação de garantias e contratos para se tornarem viáveis. No caso de projetos de usinas de geração de energia elétrica, utilizando o gás natural como combustível, essa engenharia financeira torna-se ainda mais complicada, pois envolvem um produto e um insumo que são bastante dependentes de políticas energéticas locais e sensíveis as condições de mercado. No Brasil, devido às particularidades dos setores de eletricidade e gás natural, os arranjos de garantias requeridos pelos credores passam a apresentar níveis de complexidade e exigência bem elevados. Os dispositivos contratuais que dão suporte ao *project finance*, originalmente projetados para países com uma importante participação da termoeletricidade na matriz energética, requerem uma extensa adaptação a estas particularidades.

O objetivo dessa dissertação de mestrado é analisar os contratos necessários ao desenvolvimento de um *project finance* para um projeto termoelétrico de grande porte e a gás natural no Brasil. O foco principal do trabalho consiste em identificar os contratos normalmente utilizados nesses projetos, explicando a sua necessidade e principais características. Discute-se, também, sobre os riscos associados a tais contratos e as possíveis medidas mitigadoras a serem adotadas. Estes adquirem características bastante particulares, que se originam, principalmente, do atual quadro institucional e regulatório da indústria energética brasileira. Analisar os elementos principais deste quadro e seus efeitos no exercício em questão, também são objetos deste trabalho. Ademais, a dissertação descreverá as barreiras políticas, econômicas, institucionais e regulatórias impostas a um projeto termoelétrico no Brasil, assim como apresentará as obrigações necessárias para atender os requerimentos do financiamento.

Compartilhando as dificuldades, os riscos e as medidas mitigadoras de um projeto termoelétrico no Brasil, o trabalho pode ser considerado como uma contribuição relevante aos atuais e futuros profissionais do setor de energia.

1. Apresentação

1.1. Introdução

O processo de desregulamentação da economia brasileira e, principalmente, de setores estratégicos importantes como o de telecomunicações, petróleo e gás natural e de energia elétrica, tem chamado a atenção de investidores nacionais e internacionais, que demonstram interesse em viabilizar projetos de infra-estrutura, como gasodutos, plantas de exploração e produção de combustíveis e usinas de geração de energia elétrica. Esses projetos de infra-estrutura demandam grandes investimentos, que podem ser viabilizados através de um esquema de financiamento de longo prazo muito utilizado ultimamente e denominado *project finance*.

Em todo o mundo, grandes empreendimentos têm recorrido à estruturação financeira de *project finance* para a obtenção de crédito aos projetos. Entre eles, podem ser citados: O Projeto Termoelétrico de Ciclo Combinado de San Pedro de Macoris, na República Dominicana; a Eurodisney, a 32 km de Paris; o Eurotúnel, sob o Canal da Mancha, ligando a Inglaterra e a França; a West Coast Energy Inc., no Canadá, um projeto de transporte de gás; a HM Dove Gate Prison, prisão inglesa privatizada em 1999; o Projeto de Aizito, termoelétrica na Costa do Marfim (África) (Bonomi *et al*, 2002).

De uma forma bastante resumida, segundo Finnerty (1996), o que distingue o *project finance* de um financiamento convencional é que, em vez de considerar a totalidade da carteira de ativos de uma empresa para a geração de fluxo de caixa que sustentará o crédito obtido, na modalidade *project finance* cada projeto ou conjunto de ativos é considerado uma entidade jurídica distinta e o financiamento é elaborado sob medida para as suas próprias características de fluxo de caixa. A forma de analisar e aprovar o crédito é um diferenciador no *project finance*. Tradicionalmente, o sistema financeiro financiava empreendimentos baseando-se em garantias reais e *performances* financeiras anteriores dos patrocinadores do projeto. No *project finance*, o que pesa mais é a capacidade de geração de resultados futuros do empreendimento, sendo inclusive exigida a criação de uma figura jurídica do projeto, denominada Sociedade de Propósito Específico (SPE) ou Companhia

do Projeto, para a qual individualizar-se-á o fluxo de caixa correspondente, evitando-se contaminação de outras atividades dos empreendedores.

O objetivo dessa dissertação de mestrado é analisar os contratos necessários ao desenvolvimento de um *project finance* para um projeto termoelétrico de grande porte e a gás natural no Brasil. O foco principal do trabalho consiste em identificar os contratos normalmente utilizados nesses projetos, explicando a sua necessidade e principais características. Discute-se, também, sobre os riscos associados a tais contratos e as possíveis medidas mitigadoras a serem adotadas. Estes adquirem características bastante particulares, que se originam, principalmente, do atual quadro institucional e regulatório da indústria energética brasileira. Analisar os elementos principais deste quadro e seus efeitos no exercício em questão, também são objetos deste trabalho. Ademais, a dissertação descreverá as barreiras políticas, econômicas, institucionais e regulatórias impostas a um projeto termoelétrico no Brasil, assim como apresentará as obrigações necessárias para atender os requerimentos do financiamento.

1.2. Motivação

A motivação dessa dissertação de mestrado deve-se ao fato de que a área de desenvolvimento de um projeto termoelétrico de grande porte e a gás natural no Brasil, cuja matriz energética demonstra uma vasta experiência em projetos de geração de energia elétrica através de aproveitamentos hidráulicos, constitui um campo de pesquisa e de trabalho bastante novo e, portanto, desafiador. Os poucos casos locais de contratação, construção e operação de uma usina termoelétrica a gás, cujas características e dificuldades são bem particulares e diferenciadas, e a carência de literatura especializada no Brasil, reforçam a motivação ao tema desse trabalho.

Além disso, essa dissertação é motivada pela atual política energética do País, que propõe aumentar a participação do gás natural na geração de eletricidade. Neste âmbito, grandes esforços têm sido desenvolvidos pelo Governo Federal para incentivar a construção de centrais de geração de energia elétrica através do uso deste combustível. O programa nacional de incentivo aos projetos termoelétricos, denominado Programa Prioritário de

Termoeletricidade¹, PPT, representa a primeira ferramenta desta nova política. Por outro lado, o PPT completa-se enquanto motivação a este trabalho, pois apresenta todas as dificuldades para apresentar os resultados esperados. As experiências têm sido dramáticas, podendo-se notar o grande desconhecimento que existe sobre as particularidades das termelétricas a gás em suas dimensões de engenharia, formas de operação, características de mercado, problemas de suprimento de combustível, e todos os aspectos contratuais e negociais que cercam esses projetos. O estímulo maior desse trabalho está em utilizar a evolução de um projeto de usina termoeétrica a gás no Brasil, para apresentar as dificuldades e as soluções encontradas que permitiram “retirar o projeto do papel” e materializá-lo em uma obra de grandes dimensões.

O foco do trabalho concentrar-se-á nos aspectos contratuais e de financiamento do projeto. Em particular, se procura demonstrar como contratos padrões utilizados globalmente em projetos de termelétricas a gás adquirem características particulares quando defrontados com o atual contexto institucional e regulatório do setor de energia brasileiro. Assim, tendo como base uma experiência de desenvolvimento de um projeto termoeétrico que se materializou no País, espera-se também contribuir com informações bastante úteis para futuros investidores que proponham usinas termelétricas a gás natural no Brasil.

Compartilhando as dificuldades, os riscos e as medidas mitigadoras de um projeto termoeétrico no Brasil, se deseja desenvolver um trabalho que possa ser considerado como uma contribuição relevante aos atuais e futuros profissionais do setor de energia.

1.3. Etapas de desenvolvimento do trabalho

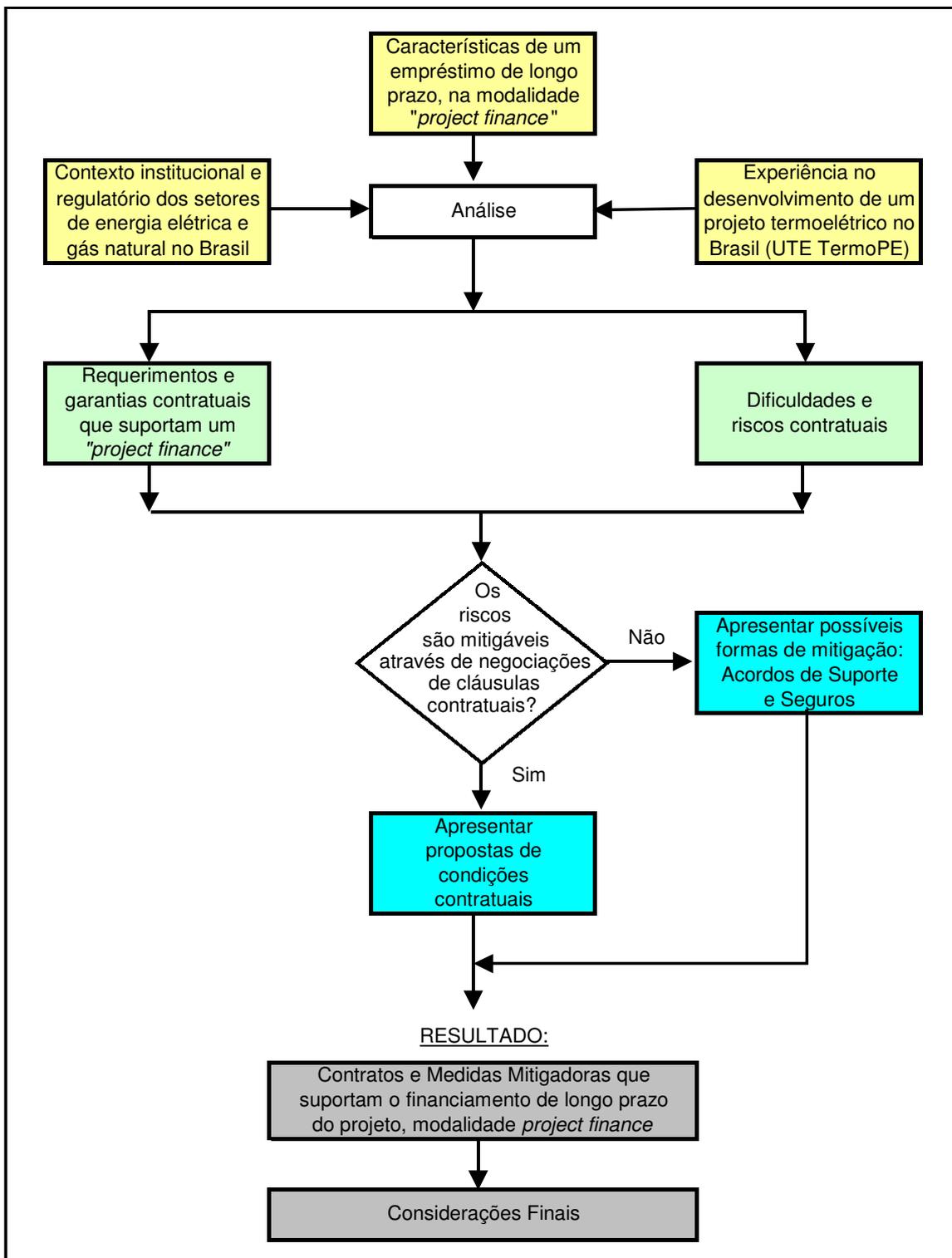
Como metodologia de trabalho, essa dissertação avançará sobre os conceitos de um *project finance*, admitindo-se a estruturação contratual e os requerimentos demandados para este tipo de financiamento. Após esse capítulo introdutório, o segundo capítulo se dedicará à apresentação de alguns fundamentos do *project finance*. No capítulo três, será situado o atual ambiente energético do Brasil, caracterizando o quadro institucional e regulatório para os setores de energia elétrica e gás natural. O capítulo quatro procurará

¹ O Programa Prioritário de Termoeletricidade foi criado pelo Governo Federal através do Decreto 3.371 de 24 de fevereiro de 2000.

descrever o projeto objeto dessa dissertação, isto é, a Usina Termoeletrica Termopernambuco, UTE TermoPE, cujas negociações contratuais levaram à obtenção de um financiamento de longo prazo, modalidade *project finance*, com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, BID. Este representa uma das primeiras experiências de desenvolvimento de um projeto termoeletrico no País, e a primeira experiência nacional de um *project finance* para uma usina termoeletrica. O cerne da dissertação encontra-se no capítulo cinco, onde se analisam os contratos necessários que suportam a viabilidade do financiamento de uma termoeletrica. Serão apresentados as suas dificuldades, as garantias requeridas, os riscos e as formas mitigadoras. Também será descrito como o conjunto de contratos padrões adquire especificidades, de forma a estarem mais coerentes com a realidade energética local, procurando identificar as diversas estratégias de alocação e partilha dos riscos. Evidentemente, tratando-se de uma visão pessoal dos fatos, estamos conscientes dos eventuais enganos que estaremos cometendo neste capítulo. Entretanto, acreditamos que esta leitura independente dos fatos, condiciona ao entendimento dos aspectos teóricos e das práticas consolidadas pelo mercado, e permite ao leitor compreender o conjunto de prováveis decisões que viabilizam o projeto, bem como desenvolver o seu próprio julgamento de valores.

A Figura 1.1 sumariza a metodologia a ser desenvolvida para alcançar os objetivos dessa dissertação. O trabalho conclui-se com algumas discussões pontuais sobre o projeto da UTE TermoPE e com lições que podem ser aprendidas para desenvolvimento futuros. Coloca-se a questão sobre o futuro do *project finance* como instrumento de financiamento do setor elétrico brasileiro e, aceitando a sua continuidade, procura-se sugerir tópicos que devem ser pesquisados, aprofundados ou revistos pelo novo governo brasileiro em suas sugestões de reestruturação e modernização institucional e regulatória do setor energético nacional. A seguir representa a metodologia a ser aplicada para alcançar o objetivo da dissertação.

Figura 1.1 – Metodologia da dissertação



2. Fundamentos de *Project Finance*: Conceitos básicos e arranjos de garantia

2.1. Introdução

Não sendo a essência deste trabalho discutir completamente sobre as questões históricas e teóricas do *project finance*, restringimo-nos a sumarizar o essencial desta técnica de financiamento, somente com o intuito de embasar o leitor pouco familiarizado com estes conceitos e facilitar o seu acompanhamento dos demais capítulos que seguem. Assim, se evita apresentar uma ampla revisão da literatura de *project finance* e fundamentamos os próximos itens deste capítulo em dois autores principais, Finnerty (1996) e Bonomi *et al* (2002).

2.2. História

O *project finance* é uma técnica de financiamento que tem sido aplicada em grandes projetos intensivos em capital. As origens do *project finance* remontam ao século XIII, quando a Coroa Britânica negociou um empréstimo do Frescobaldi, um dos principais banqueiros de investimento da época, para desenvolver as minas de prata da região de Devon, na Inglaterra. Foram elaboradas condições de empréstimos bem semelhantes ao que atualmente denominar-se-ia um empréstimo pago com a produção, conceito utilizado na modalidade *project finance*.

Uma grande variedade de investimentos foi financiada por *project finance* desde então, incluindo oleodutos e gasodutos, refinarias, instalações de geração de energia elétrica, instalações portuárias, minas, instalações de processamento de minério e muitos outros. De fato, o *project finance* passou por uma ressurgência na década de 80, quando era freqüentemente utilizado para financiar a co-geração e outras formas de produção de energia elétrica, e apresentou uma grande expansão na década de 90, como meio de financiar projetos destinados a atender às enormes necessidades de infra-estrutura existentes nos países desenvolvidos e nos mercados emergentes.

No Brasil têm sido implementados alguns empreendimentos financiados a partir da estruturação de *project finance*. Contudo, poucos são os casos de *project finance* em sua

forma mais pura, baseados exclusivamente nos recebíveis do projeto (estrutura de *project finance non-recourse*, a ser definido posteriormente). O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), na década de 90, foi chamado a participar ativamente em processos de privatização a fim de viabilizar as primeiras operações de *project finance* no Brasil, em virtude dos altos investimentos em melhorias e expansões dos sistemas das empresas após suas privatizações. As empresas vencedoras das licitações buscaram formas de financiamento que permitissem a mitigação de pelo menos parte do risco do negócio. Entre elas, podem ser citadas: a concessão de operação e manutenção da Rodovia Presidente Dutra, da Ponte Rio-Niterói e da Usina Hidroelétrica de Serra da Mesa, 1275 MW, situada no Rio Tocantins, estado de Goiás, operacional desde 1998. Outros exemplos de financiamentos no Brasil, na modalidade *project finance*, na área de geração de energia elétrica, são as Usinas Hidroelétricas de Itá, 1.450 MW, no Rio Uruguai (divisa dos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina), com início de operação comercial em 2001, e de Machadinho, 1.140 MW, no Rio Pelotas (divisa dos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina), com início de operação comercial em 2002, assim como a Usina Termoelétrica Termopernambuco, 520 MW, no Complexo Industrial Portuário de Suape (estado de Pernambuco), com início de operação comercial previsto para Dezembro de 2003.²

2.3. Conceitos

O *project finance* pode ser utilizado quando uma determinada instalação ou um conjunto de ativos relacionados a um empreendimento forem capazes de funcionar, de maneira lucrativa, como uma unidade econômica independente. No *project finance*, a Companhia do Projeto poderá financiar a construção com base no próprio projeto, cujo levantamento de recursos dar-se-á através da emissão de títulos, ou de empréstimos bancários, que serão liquidados com as receitas derivadas da operação do projeto, isto é, do fluxo de caixa gerado pelo projeto.

² A maior parte dos dados que serão apresentados ao longo dessa dissertação têm como fonte os websites oficiais da Agência nacional de Energia Elétrica, ANEEL (www.aneel.gov.br), da Agência Nacional do Petróleo, ANP (www.anp.gov.br), e do Ministério de Minas e Energia, MME (www.mme.gov.br).

O financiamento de longo prazo, modalidade *project finance*, pode, portanto, ser definido como uma captação de recursos para financiar um projeto, no qual os financiadores enxergam o fluxo de caixa do projeto como a fonte de dinheiro que saldará o serviço da dívida e proverá o retorno do capital investido. Como não existe uma fórmula padrão para a contratação de um financiamento *project finance*, devido às diferenças e particularidades de cada projeto, os prazos de vencimento da dívida e/ou dos títulos devem ser projetados sob medida para as características do fluxo de caixa do projeto. O *project finance* geralmente engloba as seguintes características básicas:

- A. Um acordo entre as partes responsáveis pela complementação do projeto que, para esse fim, disponibilizam ao projeto todos os recursos financeiros necessários à sua finalização;
- B. Um acordo entre as partes envolvidas num projeto, tipicamente, na forma de um contrato para a compra da produção do projeto, o qual garanta que, quando ocorrer a finalização do projeto e iniciarem-se as operações, o projeto tenha dinheiro suficiente para atender todas as suas despesas operacionais e às exigências do serviço de sua dívida, mesmo que o projeto não seja bem sucedido por motivos de força maior ou quaisquer outros;
- C. Garantias das partes envolvidas num projeto de que, ocorrendo uma dificuldade nas operações, seja imprescindível a injeção de recursos financeiros para devolver ao projeto condições de operação. Os recursos necessários deverão ser disponibilizados através de indenizações de seguro, adiantamentos contra entregas futuras ou algum outro meio.

Há três modelos de *project finance* baseados no nível de garantia exigido pelos credores: *non-recourse*, *limited-recourse* e *full-recourse*.

O pagamento do financiamento baseado unicamente nos recursos gerados pelo empreendimento, ou seja, tendo como garantia unicamente o fluxo de caixa do projeto, caracteriza a estrutura de *project finance non-recourse*, o qual não permite os credores acessar o patrimônio dos acionistas e/ou dos patrocinadores do projeto. A Usina Hidroelétrica de Ita é um exemplo deste modelo de financiamento.

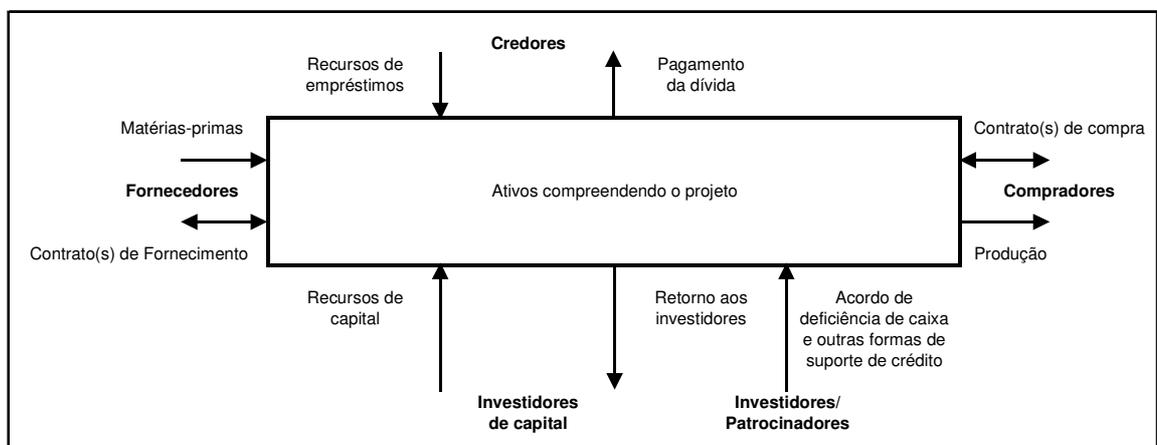
No caso do *limited-recourse*, os credores contam com uma mistura de garantias, formado pelos recursos gerados pelo projeto e por outras garantias cedidas pelos patrocinadores e/ou acionistas, tais como: penhor, hipoteca e fiança, que permanecem válidas por uma parte do período da dívida, usualmente até a conclusão da construção (até o início de operação comercial do empreendimento). A partir do início das operações, o próprio projeto dará cobertura ao débito financeiro, normalmente através de contratos de longo prazo para a venda da produção. A Usina Hidroelétrica de Serra da Mesa e a Usina Termoeletrica Termopernambuco são exemplos deste modelo de financiamento.

Com relação ao *full-recourse*, além do fluxo de caixa do projeto, os credores contam com garantias convencionais concedidas pelos acionistas e/ou patrocinadores do empreendimento, tornando-se avalistas por quase toda a duração do financiamento. A Usina Hidroelétrica de Machadinho é um exemplo deste modelo de financiamento.

2.4. Arranjos de garantia

A engenharia financeira que requer um project finance é intensa e bem particular a cada tipo de projeto. Esta engenharia engloba alocar os riscos e retornos entre as partes envolvidas de forma mutuamente aceitável. A figura 2.1 indica os elementos básicos de um project finance:

Figura 2.1 – Elementos Básicos de um Project Finance (Fonte: Finnerty, 1996)



Conforme comentado anteriormente, o grupo de ativos que constitui o projeto deve ser capaz de funcionar independente e as operações, respaldadas por uma variedade de condições contratuais, devem ser organizadas de forma que o projeto tenha a capacidade sólida de gerar o fluxo de caixa necessário para saldar suas dívidas. Os credores requerem garantias de que o projeto será colocado em operação e de que, uma vez iniciadas as operações, o mesmo será economicamente viável. O projeto, para ser considerado elegível a um *project finance*, tem que se demonstrar viável tecnicamente e economicamente.

Com relação à viabilidade técnica, o projeto necessita apresentar processos tecnológicos compatíveis à sua aplicação e à escala pretendida; os credores requerem garantias de que o projeto gerará a produção de acordo com a sua capacidade projetada. Para a viabilidade econômica, o projeto tem que operar com sucesso e gerar o fluxo de caixa esperado, ou seja, gerar os recursos necessários para cobrir o serviço da dívida e oferecer uma taxa de retorno sobre o capital investido adequada ao mercado. Para tal, deverá existir uma necessidade de longo prazo para a produção do projeto e este deverá ser capaz de entregar seus produtos de forma lucrativa.

Neste âmbito, além da venda e da entrega do produto final, as matérias-primas necessárias à operação do empreendimento devem estar disponíveis na quantidade e qualidade suficiente para que o projeto opere na sua capacidade projetada, no mínimo durante o período projetado de liquidação da dívida. A não ser que a Companhia do Projeto seja proprietária direta das suas próprias fontes de matérias-primas, essa disponibilidade garantida deverá ser comprovada através de contratos de fornecimento de longo prazo.

Em regra geral, um empreendimento tem que demonstrar-se viável e continuado para obter um financiamento. Ao mesmo tempo, a exposição dos credores aos riscos financeiros e de negócio do projeto, precisa ser minimizada para que os bancos financiadores concordem em fornecer os recursos econômicos necessários à construção do mesmo. Para minimizar esta exposição aos riscos, os credores exigirão proteções contra os mesmos, que se consolidarão através de arranjos de garantias destinados a transferir estes riscos para outras partes envolvidas no projeto. Para determinar-se os arranjos de garantias mais adequados, é necessário conhecer-se profundamente os riscos do projeto.

Pode-se caracterizar os riscos de um projeto como de: conclusão, tecnológicos, de suprimento de matérias-primas, financeiros, econômicos, ambientais, cambiais, de força-maior e políticos.

O risco de *conclusão* é aquele de um projeto não ser concluído, o qual apresenta aspectos monetários e técnicos. Uma taxa de inflação acima do projetado, escassez de suprimentos críticos, atrasos inesperados que retardem o cronograma de construção e uma subestimação dos custos de construção são exemplos de aspectos monetários deste risco, pois podem aumentar os desembolsos de capital a ponto do projeto não ser mais lucrativo. Além disso, um preço menor do que o esperado para a produção do projeto e um custo de um insumo crítico acima do estimado também representam aspectos monetários desse risco, porque ocasionam uma redução na taxa de retorno projetada. Os aspectos técnicos se referem à viabilidade técnica e ambiental dos processos produtivos.

O risco *tecnológico* ocorre quando a tecnologia, na escala proposta para o projeto, apresenta um desempenho que não está de acordo com as especificações técnicas, ou torna-se prematuramente obsoleta. Para os casos em que o projeto falhe no seu teste de aceitação, devido a deficiências tecnológicas, esse acontecimento enquadra-se nos aspectos técnicos do risco de conclusão. Pode ocorrer também que um projeto alcance a exigência de conclusão e mesmo assim não apresente um desempenho à altura de suas especificações.

O risco de *fornecimento de matéria-prima* refere-se ao risco dos insumos principais do projeto serem exauridos ou tornarem-se indisponíveis durante a vida do mesmo.

O risco *financeiro* refere-se, por exemplo, à exposição a taxas de juros crescentes para aqueles projetos em que uma parcela significativa do financiamento da dívida está atrelada a taxas de juros flutuantes.

O risco *econômico* está relacionado à possibilidade de que a demanda pelos produtos ou serviços do projeto não seja suficiente para gerar a receita necessária para cobrir os custos operacionais e o serviço da dívida, e ainda proporcionar uma taxa de retorno equivalente ao mercado. Este risco pode ocorrer mesmo se projeto estiver tecnologicamente satisfatório, concluído no cronograma previsto e operando conforme projetado. É um evento que pode acontecer, por exemplo, se houver uma queda no preço final da produção ou caso haja um aumento no custo de uma importante matéria-prima do projeto. Outro importante aspecto do risco econômico está na eficiência com a qual as

instalações do projeto serão operadas, sendo, portanto, exigido pelos credores que a operação e manutenção dos sistemas de produção sejam realizados por empresas especializadas e com experiência comprovada.

O risco *ambiental* ocorre quando os efeitos do projeto ao meio-ambiente podem causar atrasos no desenvolvimento do mesmo ou tornem necessário um oneroso reprojeto. Em grandes investimentos de infra-estrutura torna-se, em geral, obrigatória a publicação de licenças ambientais de construção e operação pelas autoridades competentes. Estas requerem estudos de avaliação de impacto ambiental e complexos processos de consulta pública. Consultas públicas muitas vezes são processos políticos que podem reservar surpresas desagradáveis ao projeto mesmo após sua construção.

O risco *cambial* ocorre quando o fluxo de receita de um projeto ou seu fluxo de custos é denominado em mais de uma moeda, ou quando ambos fluxos são denominados em moedas diferentes. Nestes casos, uma alteração nas taxas de câmbio entre as moedas envolvidas afeta a disponibilidade de fluxo de caixa para atender o serviço da dívida do projeto.

O risco de *força maior* se refere ao risco de que algum evento de força maior³ prejudique por um tempo prolongado ou impeça completamente a construção e/ou operação do projeto. Os credores exigirão serem protegidos por perdas causadas por motivos de força maior. Certos eventos, como incêndios e terremotos, podem ser garantidos por seguros. Nestes casos, garantias dos patrocinadores e/ou acionistas do projeto serão exigidas pelos credores para que o serviço da dívida seja sempre atendido.

Moran *et all* (1998) define riscos *políticos* como ameaças a rentabilidade de um projeto, devido a forças externas à indústria e como resultado de alguma ação ou falta de ação de um governo. Quando ações políticas ou uma falha de um governante em cumprir seus compromissos políticos e regulatórios afetarem as condições econômicas de um projeto, os riscos políticos passam a confundir-se com riscos econômicos. O risco político caracteriza-se pela possibilidade de autoridades políticas, na jurisdição do projeto, interferirem no desenvolvimento e/ou na viabilidade econômica do mesmo. Exemplos de interferências seriam: a imposição de pesados tributos, restrições legais onerosas, uma vez

³ No Brasil força maior é determinada segundo o artigo 1.058 do Código Civil brasileiro

iniciada a operação do empreendimento, riscos de expropriação, ou mesmo cancelamento ou alterações de políticas de incentivo necessárias à viabilidade técnica e/ou econômica do projeto. Um outro exemplo de risco político que é considerado pelos financiadores de um projeto, se refere à interferência do governo nas políticas de remessas de dinheiro ao exterior. A capacidade do projeto em realizar remessas ao exterior para pagamentos a fornecedores internacionais e para o cumprimento do serviço da dívida, é essencial para a continuidade do projeto tanto na fase de construção quanto na de operação.

Um outro risco que é analisado pelos credores é o da capacidade de crédito dos participantes de um projeto, sejam eles fornecedores, compradores ou investidores. Os bancos financiadores aprovarão a participação de fornecedores e compradores segundo seus níveis de endividamento e capacidade de cumprir seus compromissos. O mesmo se aplica aos patrocinadores do projeto, cuja capacidade de crédito será analisada para analisar o risco de suporte creditício e dimensionar os juros a serem aplicados ao serviço da dívida. A maioria dos riscos aqui mencionados representa “riscos de negócio”, para os quais os credores requerem uma devida mitigação a fim de tornar um projeto elegível a um *project finance*. As medidas de mitigação podem ser fornecidas por meio de garantias, dispositivos contratuais, seguros ou outras formas de suporte de crédito suplementar, de modo que os riscos do negócio possam ser alocados entre as várias partes envolvidas no projeto.

Ao ser analisado o caso da UTE TermoPE, verifica-se que todos esses riscos estão presentes e muitos são difíceis de serem identificados ou mensurados, tornando a tarefa de mitigação dos mesmos uma verdadeira arte de engenharia financeira e negociação. Tais riscos são amplificados em ambientes econômicos, políticos, institucionais e regulatórios instáveis ou nebulosos.

Porém, no afã de materializar um determinado projeto, algumas das partes envolvidas deverá aceitar carregar riscos maiores. Quando as condições de mercado e os órgãos reguladores o permitem, tais riscos podem ser repassados aos consumidores, que aceitam em partilhar no processo de mitigação.

Em outras situações, o consumidor é protegido pela legislação, por forças políticas ou pelas próprias condições de concorrências do mercado. Neste caso, os patrocinadores do projeto serão os absorvedores de última instância dos riscos ou encontrarão no Estado alguma forma de socialização dos mesmos. Frequentemente, esta é a única solução de

mitigação possível, especialmente quando o projeto é diretamente ou indiretamente induzido através de políticas públicas (muitas vezes não adequadas). Trata-se, sem dúvida, de soluções pouco prestigiadas pelo mercado financeiro, que tende a perceber riscos amplificados em projetos que dependem da interferência pública. Os riscos aumentam e os custos de financiamento acompanham.

Nessa dissertação de mestrado, analisar-se-ão as medidas de mitigação, que dão suporte a um *project finance* de uma usina termoelétrica de grande porte e a gás natural no Brasil. Focaremos nos riscos de conclusão, tecnológicos, de suprimento de matérias-primas e econômicos definidos acima e demonstraremos as dificuldades adicionais que se impõem em um quadro onde as políticas públicas estão mal definidas, as estratégias das empresas são nebulosas e os consumidores não estão adequadamente informados e convencidos sobre o papel que deverão assumir no processo de mitigação dos riscos e os benefícios que poderão usufruir a um dado preço.

Em um *project finance*, os credores exigem que os patrocinadores, ou outras partes com capacidade de crédito envolvidas com o projeto, forneçam garantias, normalmente através de obrigações contratuais, para as coberturas dos riscos. Conforme comentado anteriormente, o suporte de crédito de um *project finance* vem, em primeira instância, do próprio projeto. Contudo, tal capacidade de crédito necessita frequentemente ser complementada por um conjunto de arranjos de garantias.

A finalidade dos arranjos de garantia é de proteger os credores dos vários riscos associados ao projeto. As disposições contratuais relativas às garantias visam distribuir os riscos entre os patrocinadores do projeto, os compradores da produção e outras partes nele envolvidas. Estas disposições contratuais servem como meios através dos quais o suporte creditício exigido é transferido ao projeto, sendo que a natureza e a extensão das disposições dependerão do tipo e da magnitude dos riscos de projeto, da capacidade financeira das partes interessadas nos riscos e da lucratividade do projeto. Além do mais, tipos de instituição financeira envolvida no *project finance* também poderão conduzir a soluções de mitigação diferentes. Algumas instituições estão dispostas a assumir parte dos riscos em troca de uma remuneração mais elevada, sobretudo quando participam com recursos próprios. No caso da UTE TermoPE, por exemplo, o recurso financeiro é proveniente do Banco Interamericano de Desenvolvimento, BID, cujas fontes de

capitalização são mais baratas, lhe permitindo emprestar a um custo financeiro mais baixo, porém com capacidade praticamente nula de absorver riscos.

Em financiamento do tipo *project finance*, as garantias diretas nas instalações do projeto e os arranjos de garantia relativos à conclusão e ao serviço da dívida são formas de proteger os credores do projeto. Com relação ao primeiro ponto, os credores exigirão um envolvimento de garantia direta nas instalações de um projeto, geralmente na forma de privilégio de primeira hipoteca sobre todas as instalações. Após a conclusão do projeto, a primeira hipoteca oferece a garantia adicional para os empréstimos. Tal fato fornece aos credores a capacidade de tomar posse dos ativos do projeto e vendê-los, ou contratar uma empresa para operá-los em seu nome, oferecendo, portanto, uma segunda fonte de quitação de dívida, no caso do projeto tornar-se inadimplente com suas obrigações de dívida.

Os arranjos de garantias relativos à conclusão envolvem uma obrigação de concluir o projeto e/ou de quitar toda a dívida do mesmo. Geralmente, os credores exigem que os patrocinadores, ou outras partes com capacidade de obtenção de crédito, assumam um compromisso incondicional de fornecer quaisquer recursos necessários à conclusão do projeto, em conformidade com suas especificações técnicas, colocando-o em operação no prazo acordado.

Finalmente, os arranjos de garantias relativos ao serviço da dívida envolvem contratações de compra e venda da produção de um projeto, ou para a utilização de seus serviços. Essas contratações constituem os principais arranjos de garantia da dívida do projeto, pois objetivam assegurar que o projeto receba receitas suficientes para cobrir plenamente seus custos operacionais e atender às obrigações de serviço da dívida nos prazos acordados. A aceitação por parte dos credores que os contratos de compra e venda por si só atendam as garantias requeridas no empréstimo, depende da natureza dos riscos operacionais do projeto e até que ponto os contratos protegem os credores desses riscos. Em outras palavras, se os contratos deixarem de cobrir certas contingências que podem colocar em dúvida a capacidade do projeto servir sua dívida, arranjos complementares de suporte creditício serão requeridos pelos credores.

Além dos arranjos indicados acima, os bancos financiadores de um projeto, normalmente exigem a contratação de certos seguros como uma forma de garantia adicional frente aos riscos e contingências mencionados anteriormente. Estes seguros, por exemplo,

podem ser contratados para assegurar a permanência de um projeto como unidade operacional viável, provendo recursos para a restauração do mesmo no caso de uma avaria catastrófica em seus equipamentos, para cobrir os custos decorrentes de um atraso na conclusão do projeto ou para a cobertura de lucros cessantes. Ademais, os credores podem exigir que os patrocinadores forneçam recursos adicionais ao projeto para cobrir quaisquer lacunas não abrangidas pelas verbas provenientes dos seguros.

Os arranjos, portanto, recaem basicamente em duas categorias gerais: arranjos que asseguram a conclusão do projeto e arranjos que asseguram o pagamento pontual do serviço da dívida após a conclusão do mesmo. Estes arranjos são objetos desta dissertação. A elaboração dos arranjos dependerá das características econômicas do projeto e dos riscos associados ao mesmo, e, normalmente, tomarão forma de obrigações contratuais que alocarão os riscos e os retornos financeiros.

3. Contexto energético institucional e regulatório dos setores de eletricidade e gás natural no Brasil

3.1. Introdução

Na última década, o Governo Brasileiro tem feito várias reformas no setor de energia elétrica, buscando promover a reestruturação do setor, estimulando uma livre competição entre os agentes e tentando atrair investimentos privados. Investimentos estes considerados essenciais à expansão do sistema elétrico nacional.

Para alcançar esses objetivos, uma das primeiras ações regulatórias foi a tentativa de introdução do livre mercado, mantendo, contudo, o preço regulado nas atividades em que a livre competição não é viável. Neste contexto, as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização foram devidamente definidas e identificadas. A transmissão e a distribuição foram consideradas monopólios naturais, devido à não viabilidade de duplicação dos seus sistemas, o livre acesso aos seus sistemas foi introduzido e suas tarifas reguladas. Com relação à geração, entre outras ações, foi criada a figura do produtor independente de energia.

Com relação aos consumidores, estes foram divididos em livres e cativos. Sendo os cativos, aqueles que normalmente possuem cargas pequenas e que são atendidos diretamente pela distribuidora local, e livres aqueles consumidores que apresentam uma demanda maior, a ponto de se tornarem elegíveis a comprarem energia diretamente de geradoras ou de comercializadoras.

No tocante ao sistema gasista brasileiro, o mesmo se encontra em pleno processo de desenvolvimento. A maior parte do gás natural no Brasil está associado ao petróleo, ao contrário da média mundial, a qual mais de 70% das reservas provadas já são de gás não-associado (Santos *et all*, 2002), fazendo com que o seu desenvolvimento, evolução e regulação estejam muito unidos ao do Petróleo.

3.2. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, ONS

O Operador Nacional do Sistema foi criado para controlar e realizar a operação centralizada da geração e transmissão de energia elétrica no sistema interligado brasileiro, visando otimizar essas atividades.

O ONS é um ente privado, sem fins lucrativo, formado por agentes de geração, transmissão e distribuição, importadores e exportadores de eletricidade, consumidores livres, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Associação de Consumidores de energia elétrica.

Dentre as responsabilidades do ONS, podem ser citadas as seguintes:

- Planejamento e programação da operação centralizada e controle da geração e transmissão, visando otimizar o sistema interligado brasileiro;
- Supervisionar e controlar a operação do sistema de transmissão interligado e as interligações internacionais;
- Determinação do despacho ótimo (despacho ideal) das unidades de geração e da transmissão de energia elétrica;
- Contratação e administração dos serviços de transmissão e das condições de acesso e dos serviços ancilares;
- Propor a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) expansões dos sistemas de transmissão da rede básica, assim como reforços às redes existentes;
- Definição das regras e procedimentos de operação das unidades geradoras e das instalações da rede básica, sujeitas à aprovação da ANEEL;

Na atividade de determinação do despacho ótimo, em cada instante é decidido que usinas irão gerar energia, quanta energia cada uma delas irá produzir, e como esta energia será escoada pelas redes de transmissão e distribuição de forma a atender a demanda. O despacho é baseado no custo marginal de geração das usinas disponíveis, o qual, nos casos das hidroelétricas, se baseia no custo de oportunidade do uso da água (utilizá-la naquele instante para a geração ou estocá-la para uso futuro). O custo marginal da última unidade

despachada irá determinar o preço da energia elétrica naquele instante no Mercado Atacadista de Energia.

Para esses cálculos, o ONS utiliza modelos dinâmicos estocásticos: NEWAVE, NEWDESP e DECOMP⁴:

- O NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a carga e a função de custo de déficit podem ser representados em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas;
- O NEWDESP é um programa componente do sistema NEWAVE que serve para consulta às funções de custo futuro geradas pelo módulo de otimização (NEWAVE em si). Para sua execução existem dois modos: consulta e despacho. No modo consulta, com base nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas, para cada um dos subsistemas estudados no NEWAVE, é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês. No modo despacho, com base nos valores de energia armazenada no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado para cada subsistema;

⁴ Fonte: Sites do ONS (www.ons.org.br) e do Mercado Atacadista de Energia, MAE (www.mae.org.br).

- O DECOMP é um modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa: o primeiro mês em base semanal e suas vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponível de carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE, etc.

Os principais resultados desses modelos são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação por patamar de carga. O modo despacho do NEWDESP descrito acima, fornece diretamente os preços do Mercado Atacadista de Energia (MAE), por patamar de carga para cada submercado.

3.3. Mercado Atacadista de Energia, MAE

A criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a determinação de contratos bilaterais entre geradoras e cargas foram aspectos chaves à reestruturação do setor elétrico brasileiro.

O atual Mercado Atacadista de Energia é uma empresa de direito privado, sem fins lucrativo, submetida à regulamentação por parte da ANEEL, a qual foi criada através da Medida Provisória no. 29 de 7 de Fevereiro de 2002 , em substituição à antiga estrutura da ASMAE.

O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeira, contábil e operacional, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Neste ambiente de mercado são efetuadas as liquidações e

contabilização de toda a energia comprada e vendida no sistema interligado brasileiro, tanto por meio de contratos bilaterais⁵ quanto através do mercado de curto prazo.

As seguintes atividades, dentre outras, são desenvolvidas pelo MAE⁶:

- Promover registro dos contratos e contabilizar as transações no âmbito do MAE, que tenha por objeto a negociação de energia elétrica;
- Promover a liquidação financeira das transações efetuadas no Mercado de Curto Prazo;
- Promover a confiabilidade das operações realizadas no âmbito do MAE;
- Assegurar aos agentes participantes do MAE o acesso aos dados necessários para a conferência da contabilização de suas transações no MAE;
- Prover o acesso às informações sobre as operações realizadas no MAE;
- Receber e processar solicitações e manifestações dos Agentes, referentes às atividades desenvolvidas no âmbito do MAE;
- Elaborar, atualizar de forma controlada, implantar e divulgar as Regras e Procedimentos de Mercado;

Os preços do MAE são determinados por quatros sub-mercados: sul, sudeste/centro-oeste, nordeste e norte, onde cada sub-mercado tem seu próprio centro de gravidade e os preços são referidos ao seu centro de gravidade, aplicando fatores de perda de transmissão. Em resumo, cada submercado possui um centro de gravidade, no qual é contabilizada toda a energia produzida, consumida, importada ou exportada. Para que isso ocorra, são determinados fatores de perdas para a produção e o consumo de energia em cada barra do sistema, de modo a transformar a energia medida em cada local em energia produzida ou consumida no centro de gravidade do respectivo submercado. Os fatores de perdas são determinados para cada ponto do sistema em cada período de apuração através de um modelo de fluxo de potência.

⁵ Os contratos bilaterais entre empresas, registrados no MAE, constituem instrumentos financeiros, tendo em vista que a produção física das usinas de geração é desvinculada dos contratos firmados por seus proprietários.

Segundo as regras do mercado (Resolução 290/2000 da ANEEL), os preços e as quantidades terão que ser definidas em intervalos de uma hora, sendo aplicada uma dupla contabilização com preços e quantidades calculados *ex-ante* e *ex-post*, utilizando modelos de otimização hidrotérmica de médio e curto prazo (modelos dinâmicos estocástico)⁷.

Conforme indicado anteriormente, o custo marginal da última geradora a ser despachada pelo ONS irá determinar o preço da energia elétrica naquele instante no MAE (*preço spot*). Na contabilização e liquidação do MAE, as geradoras que possuem contratos de venda de energia registrados e que em um dado momento não forem despachadas pelo ONS, pelos critérios do custo marginal de geração, terão que cumprir suas obrigações contratuais comprando esse déficit de energia no mercado ao *preço spot* e serão remuneradas pelo preço contratual. Nos casos em que as geradoras produzirem mais energia que o declarado nos contratos de venda, receberão ao preço contratual as quantidades geradas equivalentes aos contratos e ao *preço spot* o excesso produzido.⁸

O MAE é regido por um conjunto de Regras comerciais, complementares e integrantes à Convenção de Mercado, que devem ser cumpridas por todos os Agentes do MAE. As regras de mercado em vigor são as de versão 2.2b (utilizadas para a contabilização de Setembro/2000 a Junho/2001) e 3.0 (utilizadas para as contabilizações de Julho/2001 a Dezembro/2002), as quais foram aprovadas pelas resoluções da ANEEL 395 de 24 de julho de 2002, e 445 de 22 de Agosto de 2002, respectivamente. Os Procedimentos do MAE que define os aspectos funcionais necessários à operacionalização das Regras de Mercado foram aprovados pela ANEEL, conforme, Despacho ANEEL nº 724, de 13 de novembro de 2002, Despacho ANEEL nº 767, de 03 de dezembro de 2002 e Despacho ANEEL nº 8, de 10 de janeiro de 2003.⁹

⁶ Fonte: Site do MAE (www.mae.org.br)

⁷ Atualmente, os preços e quantidades somente estão sendo calculados *ex-ante*, semanalmente, com a utilização dos mesmos modelos dinâmicos estocásticos usados pelo ONS (para 3 patamares de carga: Pesada, Média e Leve). Nessa etapa da implementação do mercado, o modelo DECOMP está sendo utilizado no modo determinístico, sem a representação da aleatoriedade das vazões e com horizonte de um mês, representado nas semanas operativas. (Fonte: Site do MAE, www.mae.org.br).

⁸ Segundo Resolução 249/1998 da ANEEL, no mínimo 85% da energia vendida a consumidores cativos deveria estar coberta por contratos de compra e venda de energia elétrica de prazo não inferior a dois anos (contratos bilaterais de longo prazo).

⁹ Fonte: Site do MAE (www.mae.org.br)

A partir do início da operação do MAE, disputas entre agentes inviabilizaram o curso normal das operações de compra e venda de energia elétrica, especialmente no tocante a contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo, e impossibilitaram o cumprimento das metas e prazos fixados na Resolução 290, particularmente as associadas às etapas de implantação do mercado. Por causa disso, a ANEEL publicou em 22 de agosto de 2002 a Resolução 446¹⁰, que estabelece ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do MAE. Segundo a Resolução 446, a conclusão da implantação das Regras do Mercado deverá ocorrer em apenas uma etapa adicional, a ser efetivada até 1 de janeiro de 2004, e observar, entre outros, os requisitos e as diretrizes a seguir:

- Deverá ser implantado até 1 de julho de 2003, a metodologia de definição do ponto de referência de cada submercado e o respectivo mecanismo para cálculo dos fatores de perdas, aplicáveis à geração e ao consumo verificados, considerando os aspectos locacionais;
- Até que seja aprovada a metodologia de que trata o ponto anterior, os fatores de perdas, por período de apuração e por submercado, aplicáveis à geração e ao consumo verificados, deverão ser calculados utilizando o mesmo procedimento adotado na definição dos Contratos Iniciais, conforme a Resolução da ANEEL 244, de 30 de julho de 1998;
- Os preços e as quantidades deverão ser calculados “ex-ante” e “ex-post” em períodos de apuração de no máximo uma hora, por submercado, e considerar o seguinte:
 - a) para a contabilização “ex-ante”, considerar as declarações de carga, disponibilidade de geração e os contratos bilaterais; e
 - b) para contabilização “ex-post”, considerar as redeclarações de disponibilidade, a disponibilidade verificada das usinas, ambas informadas pelo ONS, os montantes verificados de energia requerida do sistema e os compromissos resultantes da contabilização “ex-ante”.

¹⁰ Com a Resolução 446, ficam revogados o inciso III e § 3 do art. 2, o § 5 do art. 3, o inciso VIII do art. 5, o inciso VI do art. 14, e o art.15 da Resolução 290, de 3 de agosto de 2000, e as demais disposições em contrário.

3.4. Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica e Valor Normativo, VN

Ao contrário de produtores independentes de energia, os quais podem vender sua energia a preços livremente negociados com os compradores, as distribuidoras de energia elétrica atendem seus consumidores cativos com tarifas reguladas pela ANEEL¹¹.

Para os ajustes das tarifas de distribuição, os custos das distribuidoras são divididos em duas parcelas¹²:

- Parcela A: inclui os custos não-gerenciáveis, como a conta de consumo de combustíveis (CCC), quota da reserva global de reversão (RGR), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH); Energia Comprada para Revenda Convencional e de Itaipu; Encargos pelo Uso da Rede Básica; Transporte de Itaipu e Encargos de Conexão do Sistema;
- Parcela B: demais custos das distribuidoras (custos gerenciáveis). São eles: Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Outras Despesas e Remuneração.

O reajuste anual das tarifas será calculado aplicando o seguinte Índice de Reajuste de Tarifa (IRT), sobre as tarifas do ano anterior (Fonte: Site da ANEEL, www.aneel.gov.br):

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA}$$

Sendo,

¹¹ Os contratos de concessão das distribuidoras contemplam tarifas iniciais e ajustes anuais que objetivam preservar o balanço econômico-financeiro da concessão.

¹² Fonte: Site da ANEEL (www.aneel.gov.br).

VPA_1 = Valor da parcela A, calculado segundo os preços vigentes dos custos não-gerenciáveis na data do reajuste e a energia comprada no período compreendido entre as datas do anterior e atual reajustes;

VPA_0 = Valor da parcela A, calculado segundo os preços vigentes dos custos não-gerenciáveis na data do anterior reajuste e a energia comprada no período compreendido entre as datas do anterior e atual reajustes;

VPB_0 = Valor da parcela B, considerando as condições segundo a data do reajuste anterior, calculado pela fórmula: $VPB_0 = RA - VPA_0$;

RA = Venda da energia no período de 12 meses compreendido entre as datas do anterior e atual reajustes, aplicando a tarifa determinada no anterior reajuste (excluindo o ICMS);

IVI = Resultado da divisão do valor do IGPM (Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas, FGV) até o mês anterior a data do reajuste pelo IGPM até o mês anterior a data do anterior reajuste;

X = Fator de produtividade, definido pela ANEEL, que mede o aumento da eficiência para os consumidores e a economia gerada pelas distribuidoras.

O valor normativo (VN) surgiu pela necessidade de controlar o repasse dos custos de energia elétrica comprada pelas distribuidoras a seus clientes cativos. A Lei 9.648 de 27 de maio de 1998 indica que a ANEEL teria que estabelecer os critérios que limitassem os repasses dos custos de compra de energia elétrica, bilateralmente negociada entre concessionários e autorizados de geração e concessionários e permissionários de distribuição, para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores cativos. O processo regulatório para estabelecimento de limites para o repasse iniciou-se com a publicação da Resolução 266 da ANEEL de 13 de agosto de 1998. Nesta resolução foram estabelecidos os procedimentos para os cálculos do repasse, onde o VN é o custo de

referência para comparação com o preço de compra de energia e a definição do custo a ser repassado às tarifas de fornecimento. (Fonte: Nota de esclarecimento do valor normativo publicado pela ANEEL em 26 de outubro de 1999).

A resolução da ANEEL n° 22 de 1 de fevereiro de 2001 (Resolução 22) estabelece os procedimentos, fórmula e limites para os custos da compra de energia que as distribuidoras de energia elétrica podem repassar aos consumidores cativos. O Custo da Compra de Energia (CE) que as distribuidoras podem repassar aos seus consumidores cativos e que é utilizado para calcular a parcela A dos custos das distribuidoras, leva em consideração os seguintes condicionantes:

$$CE = (MCI \times PCI) + TCI + (\sum MCE_i \times PCE_i) + (\sum MCR_i \times PCR_i) + (MCP \times VNC) + TCE$$

Sendo,

CE = custo das compras de energia elétrica necessária para atendimento ao mercado de referência, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$

$MCI \times PCI$ = energia comprada segundo os Contratos Iniciais multiplicado pelas tarifas estabelecidas nestes contratos (PCI);

$MCE_i \times PCE_i$ = energia comprada a geradoras segundo contratos bilaterais de longo prazo livremente negociados (MCE_i) multiplicado pelo preço de repasse estabelecido de cada contrato (PCE_i);

$MCR_i \times PCR_i$ = energia comprada a concessionárias de serviços públicos segundo contratos bilaterais de longo prazo livremente negociados (MCR_i) multiplicado pelas tarifas estabelecidas em cada contrato (PCR_i);

$MCP \times VNC =$ energia comprada no MAE ou de contratos bilaterais de curto prazo¹³ (MCP) multiplicado pelo valor normativo de curto prazo (VNC);

TCI = valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, referentes às compras de energia elétrica realizadas por meio dos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$;

TCE = Valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, complementares aos encargos relativos aos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$.

Os custos da energia comprada a geradoras segundo contratos bilaterais de longo prazo livremente negociados (MCEi), que as distribuidoras podem repassar aos seus consumidores cativos é limitado pelo preço de repasse (PCEi). O preço de repasse é determinado conforme a seguinte tabela:

Tabela 3.1 – Preço de repasse aos consumidores cativos, segundo Resolução 22

Preço da energia comprada (PB _i) Comparado ao VN _i	Preço de repasse aos consumidores cativos (PCE _i)	Com base no VN _i = 1.0		
		Preço de compra PB _i	Repasse PCE _i	Lucro/ (Perda)
$PB_i \geq 1.15 \times VN_i$	$1.115 \times VN_i$	1.150	1.115	(0.035)
$1.10 \times VN_i \leq PB_i < 1.15 \times VN_i$	$0.5 \times PB_i + 0.54 \times VN_i$	1.125	1.103	(0.023)
$1.05 \times VN_i \leq PB_i < 1.10 \times VN_i$	$0.8 \times PB_i + 0.21 \times VN_i$	1.075	1.070	(0.005)
$0.95 \times VN_i \leq PB_i < 1.05 \times VN_i$	$PCE_i = PB_i$	1.000	1.000	-
$0.90 \times VN_i \leq PB_i < 0.95 \times VN_i$	$0.8 \times PB_i + 0.19 \times VN_i$	0.925	0.930	0.005
$0.85 \times VN_i \leq PB_i < 0.90 \times VN_i$	$0.5 \times PB_i + 0.46 \times VN_i$	0.875	0.898	0.023
$PB_i \leq 0.85 \times VN_i$	$0.885 \times VN_i$	0.850	0.885	0.035

O valor do VN varia de acordo com a fonte de geração de energia elétrica. Cada contrato bilateral de longo prazo terá um VN_i específico calculado segundo o VN vigente para a fonte de geração de energia elétrica correspondente, no mês de execução do contrato

¹³ Contratos com prazo inferior a dois anos.

(Valor de Referência definido e publicado pela ANEEL). Esse valor de referência deverá ser o mesmo ao longo do prazo contratual. O VN_i é ajustado nas datas de reajuste do contrato, aplicando a seguinte fórmula:

$$VN_i = VN_{0i} \times (K_{1i} \times IGPM_{1i} / IGPM_{0i} + K_{2i} \times COMB_{1i} / COMB_{0i} + K_{3i} \times IVC_{1i} / IVC_{0i})$$

onde:

VN_i = VN atualizado na data de reajuste para cada ano “i” do contrato bilateral, expresso in R\$/MWh;

VN_{0i} = Valor de referência do VN definido e publicado pela ANEEL em vigor no mês de execução do contrato;

K_{1i} = Fator de ponderação da média do IGPM

K_{2i} = Fator de ponderação do índice que reflete as mudanças no custo do combustível;

K_{3i} = fator de ponderação do índice que demonstra a mudança da paridade do R\$ frente o US\$;

IGPM_{1i} = Valor acumulado do IGPM até o mês anterior da data de reajuste;

IGPM_{0i} = Valor acumulado do IGPM de janeiro de 2001;

COMB_{1i} = Valor do índice de custo do combustível no mês anterior a data de reajuste;

COMB_{0i} = Valor do índice do combustível em janeiro de 2001;

IVC_{1i} = Media da taxa de câmbio R\$/US\$ no mês anterior a data de reajuste;

$$IVC0 = R\$1,9633/US\$.$$

Os valores dos três fatores de ponderação (K) são determinados pela distribuidora e sujeitos à aprovação da ANEEL. A soma dos fatores K_i deve ser igual a 1, e K_1 deve ser igual ou maior que 0,25. Os valores podem ser revisados após dez anos da execução do contrato bilateral e depois a cada cinco anos.

A Resolução 22 estabelece os diferentes valores de Referência do VN e os procedimentos para determinar o índice do custo do combustível ($COMB0_i$) a ser usado na fórmula de reajuste do VN, para as diversas fontes de geração de energia elétrica.

Conforme a Resolução 22, as usinas termoeletricas a gás natural receberam um VN de R\$72,35/MWh (Fontes Competitivas) e, segundo a Portaria 215 de 26 de julho de 2000 do MME o índice do custo do combustível recebeu duas alternativas para o preço do gás natural a ser fornecido por Petrobrás. A Portaria Interministerial 176 de 1 de junho de 2001 do MME e do Ministério da Fazenda estabeleceu uma terceira fórmula para o preço do gás a ser fornecido pela Petrobrás.

A Resolução 256 da ANEEL de 2 de julho de 2001 (Resolução 256), estabeleceu um valor específico para o VN de Referência às usinas termoeletricas a gás natural pertencentes ao Programa Prioritário de Termoeletricidade (a ser detalhado a seguir) e elegeu a terceira fórmula para o preço do gás indicada na Portaria Interministerial 176 de 1 de junho de 2001 do MME e do Ministério da Fazenda. Com a Resolução 256, o valor do VN de referência e os valores dos índices de custo do combustível passaram a ser:

Tabela 3.2 – VN de referência às termoeletricas a gás pertencentes ao PPT

FONTE	VN (R\$/MWh)
Usinas termoeletricas a gás natural > 350 MW	91.06
Usinas termoeletricas a gás natural ≤ 350 MW	106.40

$$COMB1_i = \text{Preço do gás natural vigente no mês anterior a data de atualização do VN};$$

COMB0i = Preço do gás natural vigente em junho de 2001.

A ANEEL publicou em 6 de maio de 2002 a Resolução 248 (Resolução 248) que estabelece nova regra de repasse, na qual limitou o repasse para os preços das energias compradas (PBi) acima do VN para igual ao VN, ou seja, para $PBi \geq VNi$ $PCEi = VNi$. As regras de repasse para valores de PBi inferiores ao VN permaneceram igual à Resolução 22. A fórmula para calcular o custo da compra de energia elétrica (CE), a ser considerado nos reajustes previstos nos Contratos de Concessão das distribuidoras permaneceu inalterada. O VN para fontes competitivas se tornou um único valor de R\$72,35/MWh. A atualização do VN passa a ser dado segundo a fórmula:

$$VN_i = VN_0 \times \left[\frac{F1_i \times IGPM1_i}{IGPM_0} + \frac{F2_i \times IVC1_i}{IVC_0} \right]$$

onde:

VN0 = Valor Normativo vigente em janeiro de 2001;

F1i = fator de ponderação do índice IGP-M;

F2i = fator de ponderação do índice de variação cambial;

IGPM1i = valor acumulado do IGPM até o mês anterior a data de atualização do VN;

IGPM0 = 1,000;

IVC0 = média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior a data de atualização do VN;

IVC0i = R\$ 1,9633/US\$.

Aos contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica protocolados na ANEEL até a data da publicação da Resolução 248, aplicar-se-ão as regras constantes das Resoluções 22, de 1 de fevereiro de 2001 e 256, de 2 de julho de 2001.

3.5. Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e o preço do gás natural

No intuito de aumentar a oferta de energia elétrica, o Governo Federal lançou um programa de incentivos a geração de energia elétrica através de usinas termoelétricas a gás natural. Esse programa, denominado Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), foi estabelecido através do Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 (Decreto 3.371)¹⁴. O programa previa as seguintes prerrogativas:

- Suprimento garantido de gás natural por 20 anos, sujeito às regras do MME;
- As distribuidoras poderão ser capazes de repassar durante 20 anos o custo da energia elétrica aos seus consumidores cativos, até o limite de 111,15% do VN, sujeito às regras da ANNEEL;
- Acesso garantido a um programa de suporte de financiamento do Banco nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

A primeira regra do MME surgiu com a Portaria 43 de 25 de fevereiro de 2000 (Portaria 43). Essa portaria proveu a primeira lista de projetos inclusas no PPT e determinou que o fornecimento de gás natural por Petrobrás por até 20 anos, seria por uma média de preço de US\$2,26/MMBTU. Esta regra pode ter sido a primeira falha do Programa, pois a decisão dos projetos aprovados a participar no PPT foi tomada pelo Governo através de contatos com investidores, sem critérios suficientemente claros de elegibilidade e deixando, algumas vezes, influenciar-se por pressões políticas dos Estados.

¹⁴ O Decreto 3371/2000 estabeleceu o MME como coordenador do programa.

A Portaria 43 foi aditada pela Portaria 215 do MME de 26 de julho de 2000 (Portaria 215), a qual estabeleceu duas alternativas para o preço do gás natural a ser fornecido por Petrobrás:

- Um preço médio equivalente em reais a US\$ 2,26/MMBTU, na base de setembro de 1999, reajustado trimestralmente, de acordo com a política de gás natural nacional e com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado;
- Um preço equivalente em reais a US\$ 2,475/MMBTU, na base de abril de 2000, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo U. S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, relativo ao mesmo período de referência.

Com a crise de suprimento de energia elétrica em 2001, o Governo Federal buscou acelerar a implementação do PPT. Uma das primeiras ações do Governo foi a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE) em abril de 2001, através da Medida Provisória 2.198, a qual deu poderes a CGCE de agir no setor de energia elétrica no Brasil.

Em maio de 2001, através da Medida Provisória 2.149 (MP 2.149), o Governo Federal forneceu as bases legais para a criação de um mecanismo que pretendia mitigar o risco cambial do fornecimento de gás natural importado. A MP 2.149 criou uma exceção a regra de que os acordos deveriam ser ajustados em intervalos não inferiores a 1 ano, ficando limitado aos acordos de fornecimento de gás às geradoras pertencentes ao PPT e que entrassem em operação antes de 30 de junho de 2003. Com base na MP 2.149, o MME e o Ministério da Fazenda emitiram a Portaria Interministerial 176 em 1 de junho de 2001, estabelecendo um preço máximo ao gás natural de US\$2,581/MMBTU e o mecanismo para manter o preço equivalente em Reais (R\$) constante durante períodos de 12 meses. Ambos

aplicáveis às geradoras pertencentes ao PPT e que entrassem em operação antes de 30 de junho de 2003¹⁵.

Segundo a Portaria Interministerial 176, para o cálculo do reajuste anual, o preço base é dividido em duas parcelas, sendo uma referente a 80% do preço e ajustada de acordo com o índice de preço do atacado no mercado dos Estados Unidos da América (base de abril de 2001). Essa parcela é convertida a R\$ a taxa de câmbio vigente e mantida constante durante o ano (Parcela em US\$). A segunda parcela (20% do preço) é convertida para R\$ a taxa de câmbio inicial¹⁶ e ajustada segundo o IGPM, sendo o IGPM de referência o de março de 2001 (Parcela em R\$).

A Portaria Interministerial 176 criou a Conta de Compensação e a Parcela Compensatória para compensar o fornecedor do gás natural em manter o preço do gás constante durante um período de 12 meses. A Conta de Compensação¹⁷ acumula o produto entre o gás natural comprado em cada mês e a diferença entre:

- o preço em R\$ da Parcela em US\$ calculado pela taxa de câmbio vigente na data de cada fatura mensal, e
- o preço fixo em R\$ da Parcela em US\$ estabelecido na data do último reajuste.

A Parcela Compensatória (em R\$/MMBTU) é o valor que deve ser adicionado ao preço do gás em cada data de reajuste para compensar o fornecedor do gás natural. Essa parcela é definida como o quociente da divisão entre o valor da Conta de Compensação pela quantidade *take or pay* do gás natural durante o período de 12 meses subsequentes, segundo o Contrato de Fornecimento de gás natural, ajustada pela taxa SELIC projetada.

Caso a quantidade integral da Conta de Compensação correspondente a 1 ano não seja recuperada pelo fornecedor de gás natural durante os 12 meses subsequentes, devido a diferenças entre a quantidade real de gás natural comprada e a quantidade *take or pay*

¹⁵ Segundo a Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, este prazo foi estendido às geradoras que entrarem em operação até de 31 de dezembro de 2004. (Esse prazo já havia sido estendido a 31 de dezembro de 2003 segundo a Lei 10.274 de 10 de setembro de 2001).

¹⁶ Essa taxa é a média das taxas de câmbio diárias segundo a taxa comercial de venda PTAX-800 publicada pelo Banco Central do Brasil (SISBACEN), para o período compreendido entre o trigésimo dia antes e o trigésimo dia após 5 de junho de 2001.

projetada, e/ou a projeção da taxa SELIC, a quantidade não recuperada deverá ser adicionada a Conta de Compensação calculada para este período de 12 meses.

O preço inicial do gás natural será calculado na data do início de fornecimento do gás natural, permanecendo vigente até a data do primeiro reajuste, o qual está permitido ocorrer em um período inferior a 12 meses a partir do início do fornecimento.

Em resumo, o preço do gás natural é a soma da Parcela em US\$, com a Parcela em R\$ e com a Parcela Compensatória. Este preço do gás já inclui os custos do produto (*commodity*) e do transporte, cabendo a Agência Nacional do Petróleo (ANP) estabelecer os percentuais de *commodity* e transporte no preço do gás natural.

3.6. Acesso e Uso do Sistema de Transmissão de energia elétrica

É compulsória a contratação do acesso e uso do sistema de transmissão e distribuição. Para as geradoras que se conectam à rede básica do sistema de transmissão para escoar suas energias geradas, as mesmas necessitam assinar os seguintes contratos para ter acesso às instalações do sistema:

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o ONS, o qual no ato da assinatura estará também representando as transmissoras e distribuidoras. Este contrato determina as condições de acesso e as obrigações referentes ao uso das instalações de transmissão¹⁷;
- Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) com a concessionária de transmissão (proprietária das instalações de transmissão). Este contrato estabelece as responsabilidades de construção e de operação e manutenção das instalações de conexão, assim como a respectiva taxa de conexão.

¹⁷ Essa quantia é acrescida pela correspondente taxa de juros até a seguinte data de reajuste (Taxa SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia determinada pelo Banco Central do Brasil)

¹⁸ A taxa de uso do sistema de transmissão é calculada e publicada anualmente por ANEEL, a qual leva em consideração região da conexão, do ponto de vista da carga, da localização das unidades geradoras que atendem a carga e a capacidade de transmissão.

3.7. Outros Aspectos Regulatórios do Setor de Gás Natural

Existem três zonas ilhadas no sistema de gás natural no Brasil: a zona Norte Amazônica, a zona Nordeste, na qual apresenta uma conexão ao longo da costa, e a zona Sul, que se estende pela zona costeira e se conecta com a Bolívia. Essas 3 zonas podem ser verificadas na figura seguinte, que apresenta uma aproximação da infra-estrutura gasista prevista pelo órgão regulador brasileiro para os setores de petróleo e gás natural (a Agência Nacional do Petróleo – ANP), em julho de 2000.

Figura 3.1 – Infra-estrutura do gás natural (ANP, 2000)



A indústria do gás natural têm estado submetida ao regime de monopólio da empresa Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás), contudo a partir da modificação da Emenda Constitucional Nº 9, de 09/11/95, esse monopólio foi flexibilizado, e com a Lei Nº 9478 de 06/08/97 (Lei 9.478), foi regulamentada a abertura setorial à participação de investidores privados na produção e transporte do gás natural. Com a Portaria da ANP 115 de 5 de julho de 2000, ficou regulamentado o livre acesso a dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo e seus derivados. A distribuição, contudo, está organizada mediante concessões estaduais exclusivas e as distribuidoras têm contrato de fornecimento de gás natural assinados com a Petrobrás.

A Lei 9.478 criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com a responsabilidade de assessorar o Presidente da República nas propostas de políticas nacionais e medidas específicas na área de energia¹⁹. Também com a Lei 9.478, ficou instituída a Agência Nacional do Petróleo (ANP) como uma entidade integrante da Administração Federal indireta, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, como órgão regulador da indústria do petróleo. A finalidade da ANP é a de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo²⁰.

Com relação às concessões de distribuição de gás canalizado, são os Governos Estaduais quem as concede em cada estado, segundo definido no artigo 25, parágrafo 2º da Constituição Federal²¹.

A prospecção e exploração de bacias de petróleo e gás natural têm crescido bastante nos últimos anos no Brasil, mediante grandes rodadas de licitações de blocos de bacias sedimentárias²² levados pela ANP. A Portaria da ANP 188 (18/12/98) regulamenta as

¹⁹ O estabelecimento da estrutura e funcionamento do CNPE ficou definido pelo Decreto 2.457 de 14 de janeiro de 1998. O CNPE é diretamente vinculado ao Presidência da República.

²⁰ A implantação da ANP foi determinada pelo Decreto 2.455 de 14 de janeiro de 1998.

²¹ Com o texto dado pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/1995.

²² As bacias sedimentares brasileiras compreendem mais de seis milhões de quilômetros quadrados. Com o objetivo de potencializar o desenvolvimento desse recurso, a ANP, segundo a Lei 9.478 e a Portaria da ANP 06 de janeiro de 1999, realiza leilões públicos de licenças de prospecção, exploração e produção das bacias (dos blocos leiloados). A Portaria da ANP 174 de 25 de outubro de 1999 aprova as regras de licitação das concessões de exploração e produção. Fonte: Site da ANP (www.anp.gov.br).

atividades de prospecção e a Portaria da ANP114 (5/7/2000) regula o acesso à informação e dados dos campos sedimentários brasileiros.

A Portaria da ANP 09 (21/1/2000) regulamenta os aspectos sobre reservas, especialmente a apropriação de reservas e sua medição. Quanto à produção, esta também se manteve em regime de monopólio a cargo da Petrobrás até o processo de liberalização de 1995, e atualmente depende da ANP. Com relação à importação de gás natural, a mesma está submetida ao regime de autorização da ANP, seguindo o estabelecido na Portaria da ANP 43 (15/04/1998).

O transporte tem sido monopólio da Petrobrás até o ano de 2000 quando foi aberto o acesso de terceiros a rede (conforme a Lei 9.478). As Portarias da ANP 169 e 170 de Novembro de 1998 regulamentaram a atividade de transporte de gás natural no Brasil, ficando a ANP como o árbitro nas negociações sobre o acesso rede (Ficando livre a construção de gasodutos, sujeita as licenças administrativas ambientais previstas em lei.). Segundo a Agência Nacional do Petróleo (www.anp.gov.br - *Processo de Regulamentação do Livre Acesso às Instalações de Transporte de Gás Natural*, janeiro de 2003), este princípio esteve regulamentado por estas Portarias durante o período de novembro de 1998 a abril de 2001. Em fevereiro de 2001, a ANP colocou em consulta pública uma proposta de Portaria, que recebeu diversos comentários de representantes da indústria e do meio acadêmico. Dada a abrangência e complexidade do tema e a necessidade rápida de expansão da capacidade de dutos no país, a fim de atender às demandas impostas pelo Programa Prioritário de Termoeletricidade, foi publicada, em junho de 2001, a Portaria ANP nº098/01, introduzindo apenas uma parte da regulamentação proposta, referente à expansão de capacidade das malhas de transporte. O processo de elaboração de uma regulamentação definitiva a respeito do livre acesso teve continuidade porém, optou-se por segmentar a minuta da consulta pública de fevereiro em uma série de regulamentos distintos, de acordo com os temas incluídos na minuta original. Assim, o livre acesso às instalações de transporte de gás natural, que seria regulamentado por apenas uma Portaria, será regulamentado por um conjunto de normas.

Atualmente, a Portaria da ANP 104 de 8 de julho de 2002, estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo território nacional, consoante as disposições contidas no Regulamento Técnico ANP

nº 3 de 2002. A seguir está o quadro com a especificação do gás natural, extraído do Regulamento Técnico ANP nº 3 de 2002:

Figura 3.2 – Especificação do gás natural (Fonte: ANP, 2002)

Quadro I: Especificação do Gás Natural ⁽¹⁾							
CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE ⁽²⁾⁽³⁾			MÉTODO		
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste, Centro-Oeste	ASTM	ISO	
Poder calorífico superior ⁽⁴⁾	kJ/m ³	34.000 a 38.400		35.000 a 42.000		D 3588	6976
	kWh/m ³	9,47 a 10,67		9,72 a 11,67			
Índice de Wobbe ⁽⁵⁾	kJ/m ³	40.500 a 45.000		46.500 a 52.500		-	6976
Metano, mín.	% vol.	68,0		86,0		D 1945	6974
Etano, máx.	% vol.	12,0		10,0			
Propano, máx.	% vol.			3,0			
Butano e mais pesados, máx.	% vol.			1,5			
Oxigênio, máx.	% vol.	0,8		0,5			
Inertes (N ₂ + CO ₂), máx.	% vol.	18,0	5,0	4,0			
Nitrogênio	% vol.	Anotar		2,0			
Enxofre Total, máx.	mg/m ³	70				D 5504	6326-2 6326-5
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx. ⁽⁶⁾	mg/m ³	10,0	15,0	10,0		D 5504	6326-2 6326-5
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45		D 5454	-

Observações:

(1) O gás natural deve estar tecnicamente isento, ou seja, não deve haver traços visíveis de partículas sólidas e partículas líquidas.

(2) Limites especificados são valores referidos a 293,15 K (20 °C) e 101,325 kPa (1 atm) em base seca, exceto ponto de orvalho.

(3) Os limites para a região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e para esse uso específico devem ser atendidos os limites equivalentes à região Nordeste.

(4) O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15 K, 101,325 kPa, respectivamente em base seca.

(5) O índice de Wobbe é calculado empregando o Poder Calorífico Superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do Poder Calorífico Superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado pela fórmula constante do Regulamento Técnico.

(6) O gás odorizado não deve apresentar teor de enxofre total superior a 70 mg/m³.

4. Projeto Usina Termoelétrica Termopernambuco, UTE TermoPE

4.1. História

O projeto Usina Termoelétrica Termopernambuco inicialmente fez parte dos planos de investimentos da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) e posteriormente passou a ser objeto de um processo de licitação de compra de energia elétrica levado pela Companhia de Eletricidade de Pernambuco (CELPE), antes de sua privatização, o qual foi cancelado pelo Governo do Estado em 1999. Atualmente a usina é um resultado da privatização da CELPE em 2000, no qual a Companhia vencedora do processo levaria como obrigação a construção de uma usina termoelétrica a gás natural no Estado de Pernambuco com potência instalada de no mínimo 240 MW até o ano de 2005.

As informações apresentadas neste item fundamentar-se-ão em materiais coletados nas empresas Termopernambuco S.A. e Companhia de Eletricidade de Pernambuco (CELPE), bem como através de entrevistas realizadas com os executivos e gerentes destas empresas.

Em junho de 1997, dentre os diversos estudos elaborados, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) publicou o relatório *Atendimento Eletroenergético aos Estados da Região Nordeste - Pernambuco*. Este relatório apresenta considerações quanto ao suprimento de energia elétrica à Região Nordeste, a evolução do consumo de eletricidade no Estado de Pernambuco, a situação na época do sistema da CHESF, as projeções de mercado realizadas para o horizonte 1997/2006, bem como os novos empreendimentos de transmissão da CHESF, no Estado de Pernambuco, previstos para o período 1997-2001. De forma resumida, o relatório apresenta as seguintes considerações:

- Com a conclusão da Usina Hidroelétrica de Xingo, prevista para novembro de 1997, o parque de geração da CHESF tem capacidade para garantir o atendimento do mercado previsto até o ano de 2000;
- Após o ano de 2000 seriam necessários novos empreendimentos de geração capazes de assegurar o suprimento de energia elétrica demandado

não pelos estados nordestinos da área de atuação da CHESF, mas todos aqueles compreendidos no Sistema Interligado Norte-Nordeste;

- A seguinte alternativa de expansão, aprovada no âmbito do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), foi apresentada no relatório (a mesma publicada pela ELETROBRÁS no Plano de Expansão para o período 1997-2006)²³:
 - o Termelétricas na Região Nordeste à Gás Natural: 400 MW (2001); 200 MW (2003); 200 MW (2004) – a serem implantadas por Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE);
 - o Hidrelétricas na Região Nordeste: Xingo – 1997 (500 MW / unidade 6/6); Sacos – 2003 (114 MW); Itapebi – 2004 (375 MW);
 - o Hidrelétricas na Região Norte: Tucuruí II – 2002 (375 MW – unidade 1/1); Lajeado – 2004 (800 MW); Serra Quebrada – 2006 (1328 MW).

O Governo do Estado de Pernambuco, se preocupando com o esgotamento do potencial hidrelétrico do Rio São Francisco, principal fonte energética para o Nordeste, vinha estudando através da CELPE alternativas de suprimento para o Estado de Pernambuco utilizando outras fontes que não a hidrelétrica. Já fruto de estudos que vinham sendo desenvolvidos e à luz de entendimentos com diversos investidores, a Gerência de Planejamento da CELPE (GPE) publicou, em julho de 1997, o relatório *Proposta para Instalação de um Parque Térmico no Estado de Pernambuco*. Neste relatório, além de sintetizar os aspectos apresentados pela CHESF e ELETROBRÁS tratados no parágrafo anterior, os seguintes pontos são apresentados:

- Expectativa da necessidade de energia elétrica de origem termoeletrica crescer para 2000 MW na eventualidade de um atraso de 2 (dois) anos na entrada de operação da Usina Hidrelétrica de Tucuruí II;

²³O relatório já considera os novos diplomas legais que regulamentam o Setor Elétrico: o planejamento de longo prazo passa a ter um caráter de “planejamento indicativo”, onde as opções de atendimento aos requisitos de mercado são flexibilizados pela possibilidade de novos agentes proporem investimentos alternativos à seqüência de obras indicadas.

- Síntese dos entendimentos realizados com investidores que procuraram a CELPE à época:
 - o SHELL – propôs a instalação em SUAPE de 2000 MW entre 2002 e 2003, juntamente com uma unidade de criogenia/vaporização necessária a estocagem e vaporização do gás natural liquefeito que seria importado da Nigéria. Forneceu indicações do preço da geração de energia elétrica da ordem de US\$45,00/MWh.

O relatório aponta como pontos fortes da proposta da SHELL: 1) a unidade de criogenia/vaporização potencializaria a instalação em SUAPE, de indústria frigorífica para pescados, frutas e outros; 2) consolidaria SUAPE frente a portos concorrentes. Como pontos fracos, o relatório cita: 1) preço alto da energia; 2) dimensionamento da usina só compatível com atrasos na Usina Hidrelétrica de Tucuruí II e da Interligação Norte-Sul; c) riscos na contratação de grandes bloco de energia vis a vis a probabilidade de não realização do mercado;
 - o MOBIL – propôs a instalação , em Recife, de uma usina de 500 MW, utilizando combustível líquido importado de sua fabricação;
 - o TECO POWER SERVICE – propôs instalar 784 MW em unidades geradoras de porte pequeno e médio, em função do crescimento do mercado, no período 2000 – 2006;
 - o GRUPO IDEAL/GREEN FUND/OAK ENERGY – propôs instalar, inicialmente, uma usina termelétrica a gás natural de 300 MW, utilizando gás natural do Nordeste. Numa segunda etapa utilizaria gás importado;
 - o PROMON – propôs instalar no Cabo de Santo Agostinho um projeto de cogeração, fornecendo vapor de processo para indústrias da redondeza e gerando de 70 a 90 MW de energia elétrica. O preço da energia situar-se-ia em cerca de US\$38,00/MWh.
- Uma confirmação, através de uma análise de suprimento de combustível para térmicas, de que a utilização de gás importado a médio/longo prazo é

- necessária. Levando em consideração térmicas com portes maiores, a necessidade de importação de gás é confirmada já no curto prazo;
- Considerações sobre o porto de SUAPE, quanto as condições extremamente favoráveis para abrigar uma termoeétrica de maior porte;
 - As seguintes conclusões/recomendações foram apresentadas:
 - o Instalação de um parque térmico em SUAPE de 800 MW, em duas etapas (2000 e 2004). A primeira com gás doméstico e, a segunda, com gás importado. A segunda etapa seria instalada com unidades de criogenia/vaporização e tanques de armazenamento;
 - o Instalação no Cabo de Santo Agostinho de uma unidade de menor porte – 100 MW, com capacidade de cogeração;

Em prosseguimento a estes dois relatórios, três ações correram simultaneamente no âmbito da CELPE e CHESF:

- A CELPE desenvolvia uma alternativa dentro da proposta da TECO, com unidades de porte pequeno a médio;
- A CELPE desenvolvia os estudos para a formulação de um Documento Básico para a Etapa de Desenvolvimento da termelétrica do Porto de SUAPE (Relatório CELPE – *Termelétrica do Porto de Suape – TPS – Documento Inicial para a Etapa de Desenvolvimento* – Setembro de 1997);
- A SHELL e CHESF desenvolviam estudos quanto a implantação de um parque termelétrico de 2000 MW em SUAPE – Relatório CHESF/SHELL – *Estudo para Geração Termoeétrica no Nordeste do Brasil a partir de Gás Natural Liquefeito* – Outubro de 1997.

Com relação à primeira ação, a CELPE desenvolveu um relatório de Geração termelétrica em Pernambuco (Setembro de 1997), com as seguintes constatações:

- A existência de um superávit de gás natural no Nordeste de cerca de 5,0 milhões de metros cúbicos por dia, suficiente para atender a uma térmica da ordem de 400 MW, com consumo de 2,0 milhões de cúbicos por dia;

- A indicação de que para o transporte do gás, será utilizado o Gasoduto do Nordeste;
- As necessidades mínimas constadas de complementação termelétrica para o Estado, até o ano 2006, somam 786 MW;
- A instalação de uma cogeração na cidade de Cabo de Santo Agostinho de 144 MW, prevista para 2001;
- O estudo sugere que, para atender as necessidade de 2000-2001, seja utilizado o gás natural local. Daí em diante, seria usada uma expansão da capacidade local ou gás importado;
- O dimensionamento das unidades de geração está elaborado em função das necessidades mínimas de cada ano, levando em conta critérios de confiabilidade;
- O preço da energia, considerando o pagamento de um financiamento em dez anos, com retorno do capital próprio investido em seis anos e uma taxa interna de retorno de 16%, é de cerca de US\$50,00/MWh.

O Relatório CELPE – *Termelétrica do Porto de Suape – TPS – Documento Inicial para a Etapa de Desenvolvimento* – Setembro de 1997, foi o primeiro documento produzido com proposições executivas para implantação de uma termelétrica a gás natural em Pernambuco. A apreciação do documento leva a seguinte síntese:

- Quanto ao parque termelétrico no Estado de Pernambuco, em termos de locais e configurações, foi sugerido o seguinte Projeto Base para início dos estudos da fase de desenvolvimento:
 - O projeto contemplaria a instalação em SUAPE, no período 2000 a 2005, de quatro unidades termelétricas a gás natural, a ciclo combinado, de potência unitária 175 MW, onde cada uma seria instalada seqüencialmente, em cada ano, e as duas primeiras com capacidade de cogeração;
 - Para efeito de concepção do projeto como um todo, deveria ser considerada uma expansão de mais quatro unidades termelétricas a gás, a ciclo combinado, de 250 MW cada;

- Ainda para efeito de concepção, unidades de estocagem e vaporização de gás importado deveriam ser consideradas, assim como o sistema de suprimento de gás ao parque industrial de SUAPE e às térmicas;
- Apenas as duas primeiras unidades de 175 MW seriam alimentadas com gás natural local. As demais, com gás importado;
- Outras unidades de menor porte poderiam eventualmente ser necessárias em outros locais do Estado;
- A termelétrica seria implantada dentro da modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE);
- As usinas deveriam vender energia a CELPE, Consumidores Industriais localizados no Estado de Pernambuco, diretamente ou através da CELPE, assim como a outros consumidores de interesse. As usinas também aumentariam a energia firme do Sistema, portanto tratativas com geradores hidráulicos estavam previstas de ocorrerem na fase de desenvolvimento do projeto.

O Relatório CHESF/SHELL – *Estudo para Geração Termoelétrica no Nordeste do Brasil a partir de Gás Natural Liquefeito* – Outubro de 1997 trata-se de estudo oriundo de um Memorando de Entendimento firmado entre CHESF e SHELL em outubro de 1996. Este memorando tinha o objetivo de realizar estudos para geração de energia elétrica na Região Nordeste a partir de gás natural liquefeito. Com tal propósito, foi formado um grupo de trabalho com a participação de técnicos das duas empresas, o qual desenvolveu vários estudos cobrindo as áreas de mercado, geração, transmissão e de suprimento de combustível.

Os estudos desenvolvidos pelas equipes CHESF/SHELL tiveram como base o Plano Decenal de Expansão 1997/2006, o mesmo considerado nos estudos da CELPE anteriormente relatados. O estudo evidencia a indicação de instalação de 800 MW de unidades térmicas a gás natural no Nordeste entre 2001 e 2004. O relatório levanta ainda os elevados riscos de atraso nas datas previstas para o comissionamento da Usina Hidrelétrica de Tucuruí II. Tendo considerado como premissa o mercado e o plano de geração acima

citados, o relatório CHESF/SHELL apresenta a seguinte análise das condições de atendimento:

- O plano de geração indicativo proposto atende as necessidades do Sistema Interligado Norte-Nordeste;
- A Hidrelétrica de Tucuruí II e a implantação da Interligação Norte-Sul passam a se constituir nas instalações de maior importância para o atendimento ao sistema interligado Norte-Nordeste;
- O atraso dessas obras para outubro de 2004 elevaria os riscos de déficit no Norte e Nordeste para próximo de 10% em 2003, e para 17% em 2004 no Nordeste;
- Nesta hipótese, para que se volte a ter riscos de déficit compatíveis com os critérios adotados no Setor, seria necessário adicionar 1200 MW de capacidade termelétrica na região Nordeste, além dos 800 MW já previstos;
- Uma otimização da instalação do parque térmico deveria ser realizada função do crescimento do mercado e dos atrasos melhor constatados no que se refere a Tucuruí II;
- O relatório tece considerações quanto às alternativas de fontes térmicas, as reservas de gás natural no Nordeste e as condições de operação que seriam mais adequadas para um parque térmico como o proposto. O relatório conclui que o projeto deveria ser da ordem de 1500 a 2000 MW e com uma operação de base significativa (fator de capacidade de 72%);
- O projeto aponta que a definição de contrato de compra da energia a ser gerada, associado a garantias, preferencialmente da ELETROBRÁS, são condições determinantes para a viabilização do empreendimento.

Nesse sentido, após dar conhecimento do seu relatório ao Governo de Pernambuco, a SHELL apresentou as suas alternativas visualizadas para a comercialização da energia a ser gerada pela usina de grande porte proposta (2000 MW):

- Alternativa 1 – Firmar contratos de compra e venda de energia com grandes consumidores industriais;

- Alternativa 2 – Firmar um contrato de compra e venda de energia com a Associação das Concessionárias Distribuidoras;
- Alternativa 3 – Firmar um contrato de compra e venda de energia com a CHESF.

O Governo do Estado de Pernambuco, entretanto, decidiu através da CELPE por realizar um processo licitatório, regido pela Lei 8.666, para adquirir a energia elétrica para o seu Estado, indicada como necessária nos relatórios elaborados pela CELPE e CHESF/SHELL. Com a legislação em vigor, que já previa a redução gradual à razão de 25% por ano, a partir de 2002, dos montantes contratados nos contratos iniciais entre as geradoras federais e as concessionárias de distribuição de energia, a CELPE realizou uma avaliação dos montantes a serem adquiridos através de novos contratos de compra e venda de eletricidade no período pós 2001. Esses déficits contratuais foi um dos insumos para o estabelecimento das quantidades de energia elétrica a serem contratadas na implantação do que seria a primeira etapa do projeto termoeletrico. A licitação dessa “primeira etapa” seria para seleção de Produtor Independente de Energia Elétrica, que seria contratado para o suprimento à CELPE de energia elétrica garantida, a ser gerada em um usina termoeletrica a gás natural no Estado de Pernambuco.

Com a mudança do Governo do Estado de Pernambuco em 1999, o novo Governo decidiu por cancelar o processo de licitação que já havia iniciado, acredita-se que por razões políticas e para viabilizar o processo de privatização da CELPE. No processo de privatização da CELPE, ficou determinado que a companhia vencedora do processo teria que construir uma usina termoeletrica a gás natural, no Estado de Pernambuco, com potência instalada de no mínimo 240 MW até o ano de 2005. A vencedora estaria sujeita a uma multa de R\$ 40 milhões (quarenta milhões de reais) por não cumprimento desta obrigação. A privatização ocorreu no início do ano 2000 e a companhia vencedora do processo foi o Grupo Guaraniana S.A., o qual negociou um acordo com o Governo do Estado que prevê a construção de uma usina de 480 MW até o ano 2003, obtendo, porém, uma redução na multa caso esse objetivo não seja alcançado. Uma das empresas do Grupo Guaraniana S.A., o Grupo Iberdrola, possui um contrato marco com a General Electric para fornecimento de usinas de geração de ciclo combinado, fato este que levou o Grupo

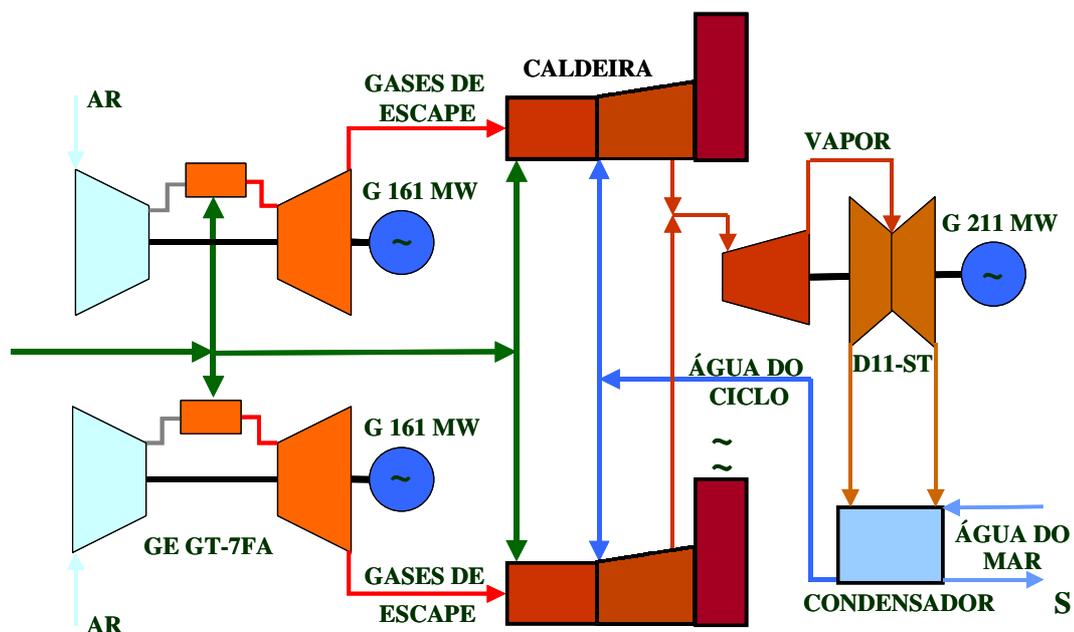
Guaraniana a assumir este compromisso em uma época de forte limitação de fornecimento de equipamentos para geração termoelétrica.

Para o desenvolvimento do projeto Usina Termoelétrica Termopernambuco, foi criada em Abril de 2000 uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), ou Companhia do Projeto, denomina Termopernambuco S.A..

4.2. Características gerais do projeto

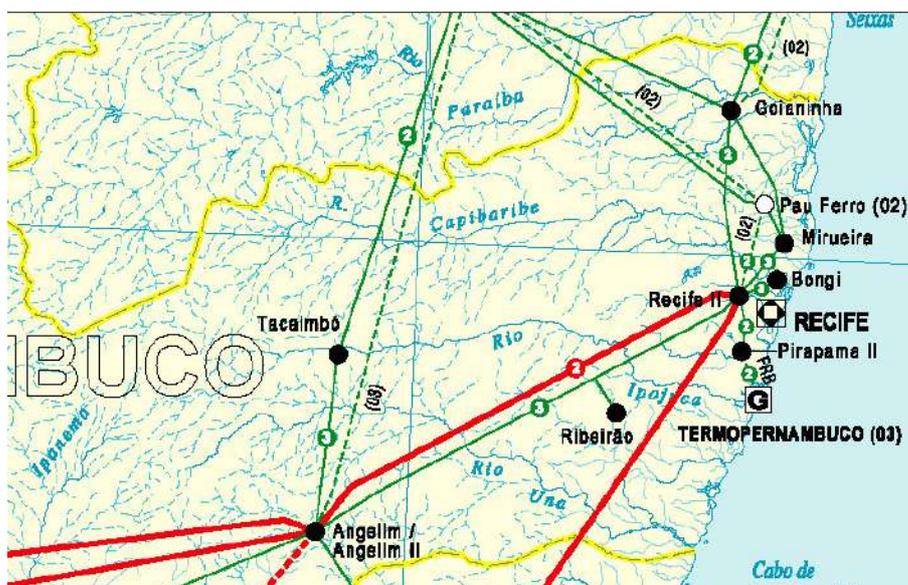
O projeto Usina Termoelétrica Termopernambuco (UTE TermoPE) se trata de uma planta de geração de energia elétrica de ciclo combinado, com uma capacidade líquida de 520 MW de potência (condições locais), configuração 2X1, ou seja, com duas turbinas a gás e uma turbina a vapor, com duas caldeiras de recuperação de calor e ciclo aberto, com água do mar, para o sistema de condensação do vapor. A seguinte figura caracteriza a configuração da usina:

Figura 4.1 – Configuração da UTE TermoPE



A usina encontra-se em fase de construção desde meados de 2001 no Complexo Industrial Portuário de Suape, no município de Ipojuca, no Estado de Pernambuco (referir-se a Figura 4.2 – Localização da UTE TermoPE abaixo), com previsão de conclusão para Dezembro de 2003. O Projeto está sendo desenvolvido pela Guaraniã S.A., um consórcio formado pela Iberdrola Energia do Brasil (39%), Banco do Brasil de Investimento S.A. – BBI (7%) e pelo Fundo de Pensão do Banco do Brasil – PREVI (54%) (Patrocinadores do Projeto). Uma Companhia do Projeto, a Termopernambuco S.A., foi estabelecida em abril de 2000 para o desenvolvimento do projeto. Esta Companhia é 100% controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado de Pernambuco (CELPE)²⁴ e permanecerá sendo até a conclusão das obras, quando deverá ocorrer a transferência das ações à Guaraniã S.A. conforme determinado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O controle da Termopernambuco passou para a CELPE durante o período de obras devido a maior capacidade de crédito da mesma, podendo viabilizar, se necessário, captação de fundos a curto prazo para cobrir a participação de capital próprio (equity) em momentos de dificuldades de caixa.

Figura 4.2 – Localização da UTE TermoPE (Fonte: ONS, 2002)



²⁴ A CELPE foi adquirida pelo Grupo Guaraniã em 17 de fevereiro de 2000, quando da privatização da mesma. A estrutura de acionistas da CELPE é: 86% Guaraniã, 4% empregados da CELPE e 10% outros.

A Companhia do Projeto celebrou Contratos de 20 anos de Compra e Venda de Eletricidade (PPAs) com a CELPE e com a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia²⁵ (COELBA) como compradores de eletricidade. A Iberdrola Generación S.A. (Ibergen) e a Iberdrola Energia do Brasil, Ltda (Iberbrasil) (juntas o ‘Operador’) serão os responsáveis pela operação e manutenção da usina sob um Contrato de Operação & Manutenção firmado com a Termopernambuco S.A.,

Um contrato de fornecimento de gás (GSA) foi assinado entre a Termopernambuco, Petrobrás e Companhia Pernambucana de Gás (Copergás), por um período de 20 anos, o qual engloba a responsabilidade da Petrobrás pelo o fornecimento, transporte e construção do ramal de alimentação do gás natural à usina, e a comercialização do combustível pela Copergás.

A usina é baseada em um arranjo de uma turbina a gás de ciclo combinado (CCGT), com turbinas a gás da General Electric Inc. (G.E.) (GE 7241 FA) e uma turbina a vapor (D11) fornecidas de acordo com um contrato negociado entre a Iberdrola S.A. na Espanha e a G.E., o qual foi cedido à Termopernambuco S.A. (denominado: Fornecimento da Ilha de Potência).

Um Contrato de Engenharia, Suprimento e Construção (EPC) foi celebrado pela Companhia do Projeto com um consórcio formado pela Construtora Norberto Odebrecht S.A. e Promon Engenharia Ltda, para o fornecimento de equipamentos auxiliares (*Balance of Plant* – BOP, ou seja, todos os equipamentos fora da Ilha de Potência) e a realização da construção, comissionamento e teste de toda a usina termoeletrica (incluindo os equipamentos fornecidos pela G.E.).

A estrutura financeira do Projeto UTE TermoPE é a seguinte:

- 30% de capital próprio (*equity*);
- 70% financiado, sendo 70% do financiamento através de um financiamento de longo prazo na modalidade project finance com o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID (dedicado aos custos do projeto em US\$) e 30% através de uma linha de crédito com o Banco

²⁵ A COELBA foi adquirida pelo Grupo Guaraniãna em 31 de julho de 1997. A COELBA hoje é majoritariamente controlada pela Guaraniãna S.A. (87%) e a Iberdrola Energia do Brasil (8%).

Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (dedicado aos custos do projeto em R\$).

Em junho de 2002 foi assinado com o BID o Contrato de Empréstimo (“Loan Agreement”), com um financiamento na modalidade *Project Finance*, com duas *tranches*: Tranche A representando 21%, com 11 anos de serviço da dívida (financiado pelo BID); Tranche B representando 79%, com 13 anos de serviço da dívida (financiado por um sindicato de bancos liderado pelo Banco Bilbao Vizcaya Argentaria – BBVA da Espanha).²⁶

4.3. Sustentabilidade do projeto: sob a ótica do mercado de eletricidade e gás natural no Nordeste

A sustentabilidade do projeto está baseada na atualização e confirmação dos diversos estudos de mercado de energia elétrica e gás natural elaborados anteriormente pela CELPE e CHESF, assim como pelos estudos de viabilidade ambiental, social, técnica e econômica elaborados pela Termopernambuco S.A. e comprovados pelos credores.

A pesar da redução de carga constatada no Nordeste, pós racionamento de energia elétrica ocorrido entre os anos de 2001 e 2002, pode-se dizer que os estudos da CELPE e CHESF demonstram uma real necessidade de expansão da oferta de eletricidade na região, a fim de manter os riscos de déficit compatíveis com os critérios adotados no setor e atender o crescimento da demanda. Esta necessidade agrava-se com a limitação de aproveitamentos hidroelétricos de grande porte no Rio São Francisco e devido aos atrasos verificados na conclusão da usina Hidroelétrica Tucuruí II e na ampliação da Interligação Norte-Sul para atendimento ao sistema interligado Norte-Nordeste. Segundo dados do ONS (2003), somente três das onze máquinas de Tucuruí II estão previstas entrar em operação no ano de 2003 (1125 MW de potência instalada). As oito máquinas restantes (total de 3.000 MW de potência instalada) estão programadas entrar em operação sequencialmente até

²⁶ O primeiro desembolso do Contrato de Empréstimo com o BID ocorreu em Agosto de 2002. O financiamento da UTE TermoPE com o BID foi o primeiro, e por enquanto o único, financiamento na modalidade *project finance* de um projeto de uma usina termoeletrica a gás natural no Brasil.

maio de 2006²⁷. A interligação Norte-Sul permanece com um ‘linhão’ de 500 kV, com capacidade de intercâmbio de 1000 MW e ampliação prevista para o ano de 2003. Com a ampliação, a capacidade de intercâmbio de potência passará a ser de 2.500 MW.

Especial atenção também deve ser depositada na capacidade de transporte de energia elétrica entre as regiões Norte e Nordeste. As ampliações previstas para a interligação Norte-Nordeste, 1.500 MW em 2003 e 3.000 MW em 2004²⁸, também necessitam ser concretizadas a fim de viabilizar a exportação de energia do Sul para o Nordeste e a exportação da energia gerada por Tucuruí II.

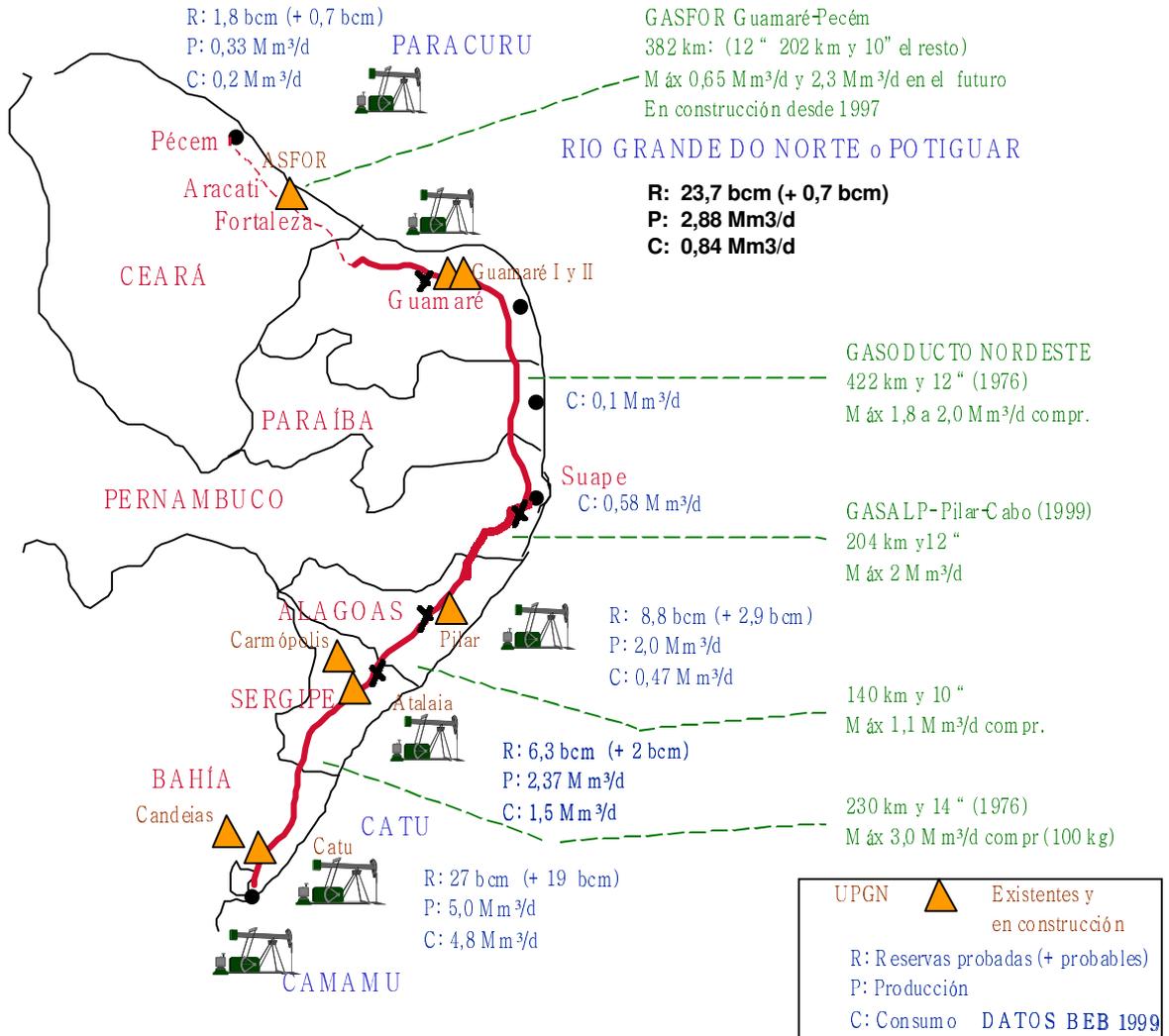
A médio prazo, com a entrada de Tucuruí II e as ampliações das linhas Norte-Sul e Norte-Nordeste, acrescido pela redução de carga na região e pela capacidade instalada de Termopernambuco, pode-se chegar a conclusão de que haverá um excesso de oferta de energia elétrica na região. A longo prazo, contudo, a energia gerada pela UTE TermoPE torna-se necessária para atender o crescimento da demanda na região. Levando em consideração os riscos de atraso na construção de Tucuruí II e nas ampliações das interligações Norte-Sul e Norte-Nordeste, a energia gerada por Termopernambuco passa a ser necessária já no curto prazo. Estes aspectos, somados à total dependência hidráulica que a região Nordeste possui para atender sua demanda de eletricidade, foram levados em consideração pelos Patrocinadores e Financiadores do Projeto UTE TermoPE na análise de viabilidade e sustentabilidade do projeto.

O estudo de disponibilidade de gás natural elaborado pela Companhia do Projeto e revisado pelos credores, aponta uma garantia de oferta de gás natural à UTE TermoPE de longo prazo, confirmando, portanto, sua sustentabilidade. Essa conclusão, contudo, depende de algumas variáveis as quais se comentaram a seguir. A figura 4.3 abaixo, indica dados do setor de gás natural no Nordeste que facilita a compreensão das discussões sobre a disponibilidade de gás na região:

²⁷ Vale comentar que esses valores de potência tratam-se da capacidade instalada da usina e não da sua energia firme a médio e longo prazo. A energia firme depende da variação hidrológica de sua bacia, que no caso de Tucuruí II gira em torno de 1125 MW (Fonte: Site do ONS, www.ons.org.br).

²⁸ Valores isolados representam a capacidade total de intercâmbio de potência entre as regiões Norte e Nordeste nos anos 2003 e 2004.

Figura 4.3 – Sistema de Gás Natural no Nordeste (Fonte: MME, 1999)



As variáveis que suportam a garantia de fornecimento de longo prazo de gás natural à UTE TermoPE, indicadas no estudo são:

- O crescimento de consumo de gás natural no Nordeste poderá ser distribuído por micro regiões. O crescimento previsto para os estados do Rio Grande do Norte e Ceará, poderão ser atendidos pelas suas próprias bacias e pelas novas estações de compressão previstas no trecho do GASFOR (Gasoduto Guamaré-Pecém). O mesmo se aplica ao crescimento nos estados de Alagoas, Sergipe e Bahia, onde o crescimento será suportado pelas suas próprias bacias e pelas novas estações de compressão previstas no gasoduto que une os três estados. Por outro lado, o crescimento previsto nos Estados de Pernambuco (incluindo a UTE TermoPE) e Paraíba, poderá ser atendido pelas bacias do Rio Grande do Norte e Alagoas, através dos gasodutos do Nordeste (Guamaré-Cabo) e GASALP (Pilar-Cabo);
- Estima-se um aumento de capacidade de produção na Bahia de 8,0 Mm³/dia no campo de Catu e 2,7 Mm³/dia no campo de Camamu;
- Além do provável aumento das reservas provadas no Nordeste, espera-se que entre em funcionamento a planta de regaseificação de gás natural importado em Suape, conforme empresa já constituída na região, A GNL do Nordeste (uma sociedade entre Petrobrás e a SHELL);
- O fornecimento de gás natural à Termopernambuco poderá ser realizado com 2,0 Mm³/dia proveniente do Rio Grande do Norte e 2,0 Mm³/dia proveniente de Alagoas, além de contar com os possíveis 4,5 Mm³/dia da fatura regaseificadora prevista para 2005.

Em resumo, segundo dados do estudo realizado, considerando um cenário agressivo, ou seja, levando em conta as térmicas previstas no PPT (entre elas a UTE TermoPE), a região Nordeste tem reservas de gás natural suficientes para atender o seu mercado de médio prazo (até aproximadamente 2011 se consideradas somente as atuais reservas provadas e até 2014 se consideradas as reservas totais). A garantia de longo prazo ao

fornecimento de gás à Termopernambuco está na expectativa de aumento nos investimentos nas áreas de investigação, exploração, produção e transporte, incentivado pelo aumento da demanda, e na provável importação de GNL.

Estes aspectos, somados as considerações do mercado de eletricidade do Nordeste, reforçaram a conclusão dos Patrocinadores e Financiadores do Projeto UTE TermoPE, pela sua viabilidade e sustentabilidade.

5. Dispositivos Contratuais que suportam o *project finance* para um projeto termoeletrico a gás natural no Brasil: Condições, Riscos e Medidas Mitigadoras

5.1. Introdução

A contratação de um financiamento na modalidade *project finance* requer a execução de uma série de contratos no âmbito operacional do financiamento (contratos de operação do *project finance*). Esses contratos, além de formalizar os acordos entre as partes envolvidas no projeto, regulando direitos e obrigações, provêm aos credores as garantias por eles requeridas ao fechamento do financiamento. Este capítulo utilizará a base teórica do *project finance* descrito no capítulo dois, os aspectos institucionais e regulatórios dos setores de eletricidade e gás natural apresentados no capítulo três e principalmente a experiência no desenvolvimento do financiamento do projeto Usina Termoeletrica Termopernambuco para propor e analisar os contratos pertencentes aos dispositivos contratuais que dão suporte a contratação do *project finance* para um projeto termoeletrico a gás natural no Brasil.

De uma forma geral, os contratos poderiam ser divididos em duas partes, sendo uma que englobaria os contratos que pertencem ao conjunto de garantias (*security package*) a ser oferecido aos credores, e a outra referente aos contratos que fazem parte dos dispositivos contratuais que dão suporte à contratação de um *project finance*.

Com relação à primeira parte, podem ser citadas as seguintes garantias: securitização, cessão de direitos de créditos, fiança, penhor de ações ou quotas, penhor de equipamentos, penhor de direitos contratuais, penhor dos recursos gerados pelo empreendimento, apólices de seguros, prestação de garantias bancárias, *comfort letter*²⁹, alienação fiduciária e suporte financeiro dos patrocinadores e/ou acionistas. Alguns dos principais contratos referentes ao conjunto de garantias são: (Bonomi *et al*, 2002)

²⁹ *Comfort letters*, em geral, são cartas emitidas pelo devedor, pelos patrocinadores ou por instituições financeiras para dar segurança (conforto) aos credores sobre questões que não estão expressas nos contratos.

- Contrato de penhor de ações (*Share Pledge Agreement*): regula a caução das ações da Companhia do projeto, por seus acionistas em favor dos credores;
- Contrato de retenção de ações (*Share Retention Agreement*): determina a obrigação de manutenção da propriedade das ações da Companhia do Projeto pelos acionistas originais, sendo esse período normalmente igual ao prazo do contrato de empréstimo;
- Contrato de suporte financeiro dos patrocinadores: estabelece as condições em que acionistas da Companhia do Projeto, ou, em alguns casos, sociedades do grupo econômico dos acionistas, devam prover o projeto com recursos necessários ao cumprimento de suas obrigações relacionadas ao Contrato de Empréstimo (*Loan Agreement*³⁰) e ao contrato de concessão, se for o caso, e cobrir os custos que excedam o orçamento do empreendimento;
- Contrato de cessão de direitos relacionados a seguros (*Insurance Assignment Agreement*): determina que toda e qualquer indenização, obtida em virtude da ocorrência de sinistros cobertos por seguro contratado pela Companhia do Projeto, deverá ser depositada nas contas bancárias do empreendimento, ou cedida diretamente aos credores;
- Contrato de penhor de contas bancárias (*Escrow Account Agreement*): regula o penhor dos recursos depositados nas contas correntes relacionadas ao empreendimento;

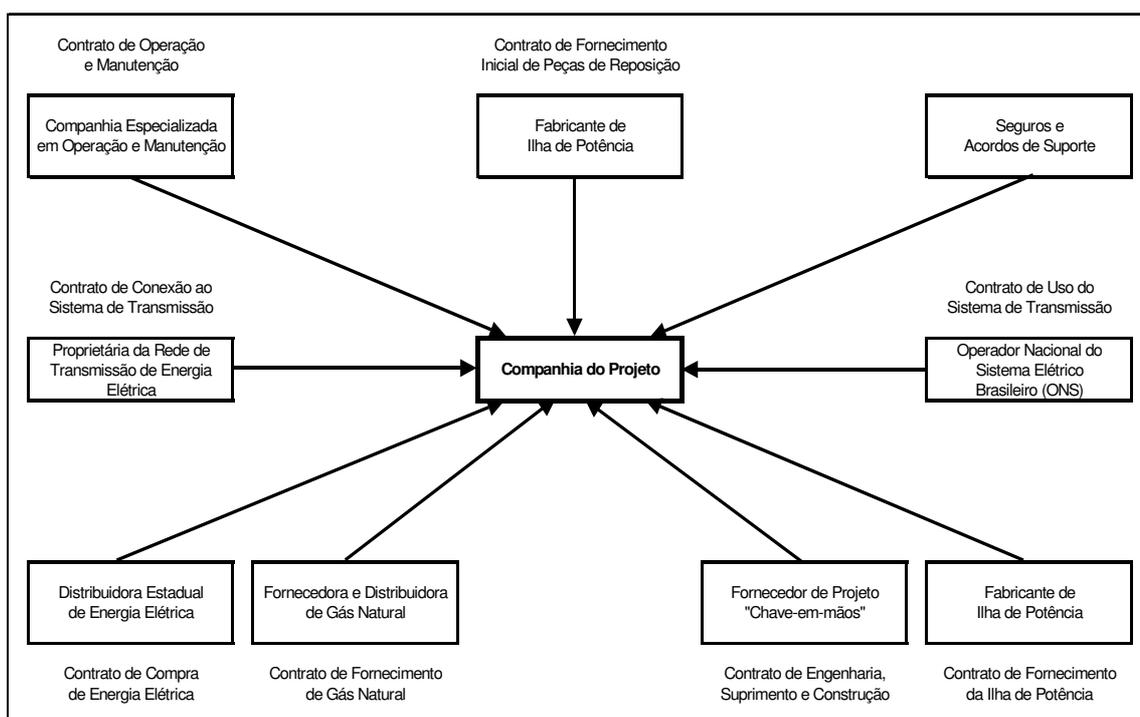
Com relação aos contratos que fazem parte dos dispositivos contratuais que dão suporte à contratação de um *project finance*, podem ser citados os seguintes contratos principais:

³⁰ O contrato de empréstimo determina, entre outras coisas, as quantias a serem emprestadas, suas condições de pagamento, as condições precedentes aos desembolsos, as obrigações de fazer e não fazer (*affirmative e negative covenants*, respectivamente) e os eventos de inadimplemento (*events of default*). (Bonomi *et al*, 2002)

- Contrato de engenharia, suprimento e construção (*Engineering, Procurement & Construction, EPC*): regula a forma de construção do empreendimento, seus prazos, condições técnicas e performance;
- Contrato de compra da produção: regula as condições de compra do produto gerado pelo empreendimento;
- Contrato de compra de matéria-prima: regula as condições de compra do insumo principal utilizado pelo empreendimento na sua operação;
- Contrato de operação e manutenção (*Operation and Maintenance Agreement, O&M Agreement*): contrato entre a Companhia do Projeto e uma prestadora de serviços de operação e manutenção, determina as obrigações e direitos da prestação desses serviços.

A figura abaixo identifica os dispositivos contratuais que suportam a contratação do financiamento *project finance*, para um projeto de uma usina termoeletrica a gás natural no Brasil: (Os itens seguintes deste trabalho apresentam uma análise desses contratos)

Figura 5.1 – Dispositivos Contratuais



Antes de iniciar com a análise dos contratos, é importante mencionar que os credores exigirão para todos eles, a inclusão de cláusulas que permitam a transferência das obrigações da Companhia do Projeto aos bancos financiadores, no caso de inadimplemento. Deste modo, os bancos financiadores poderão sub-rogar-se às obrigações da Companhia do Projeto, nos diversos contratos, e garantir a continuidade do empreendimento. Essa é uma forma de garantia que o projeto será concluído e o serviço da dívida pago.

5.2. Contrato de Engenharia, Suprimento e Construção (Engineering, Procurement and Construction, EPC)

5.2.1. Escopo Geral

Fornecimento de engenharia, equipamentos e serviços necessários à construção do empreendimento. Dependendo das negociações entre os empreendedores e os fornecedores, assim como da política e estratégia empresarial de cada um, esta contratação poderá ser separada em dois contratos principais de fornecimento, onde um seria específico à Ilha de Potência, ‘power island’, e o outro para todo o entorno à Ilha de Potência, também conhecido como BOP, ‘Balance of Plant’, ou seja, todos os sistemas fora da Ilha de Potência. O primeiro englobaria o fornecimento da engenharia, equipamentos e os serviços de assistência técnica e treinamentos referentes à ilha de potência, enquanto que o segundo englobaria a engenharia, suprimento e os serviços de treinamento dos equipamentos dos sistemas BOP, bem como os serviços de construção de toda usina termoeletrica, incluindo a montagem eletromecânica tanto dos sistemas BOP quanto da Ilha de Potência. A seguir serão detalhadas as características específicas de cada um destes contratos principais de fornecimento, contudo vale ressaltar que caso seja adotada a alternativa de um só Contrato, este deverá apresentar a união destas características.

5.2.2. Análise dos Riscos

Os riscos associados ao Contrato de Engenharia, Suprimento e Construção se referem basicamente em: atrasos na construção, custos extras e má performance de potência e consumo específico.

Os atrasos na construção e os riscos de má performance devem ser mitigados nos contratos com cláusulas que prevêm penalidades e multas aos fornecedores pelo não atendimento aos compromissos assumidos no contrato. Caso as penalidades econômicas previstas no Contrato de Engenharia, Suprimento e Construção para performances abaixo das garantias e para eventuais atrasos não sejam consideradas suficientes para cobrir o impacto econômico negativo no projeto, como lucro cessante, por exemplo, um instrumento de Suporte dos Acionistas da Companhia do Projeto pode ser estabelecido onde fundos extras seria disponibilizado para mitigar o risco. Para os casos em que existem dois contratos separados para o fornecimento da Ilha de Potência e para os sistemas BOP, este instrumento de Suporte dos Acionistas também poderia ser utilizado para mitigar os risco associados a disputas de responsabilidades entre o fornecedor da Ilha de Potência e o fornecedor dos sistemas BOP. Neste caso, fundos extras seriam disponibilizados para cobrir eventuais disputas de penalidades por performance abaixo das garantias.

Com relação aos custos do projeto, os mesmos deveriam seguir a seguinte filosofia para minimizar os riscos associados ao custo de fornecimento: Os custos em moeda estrangeira, normalmente em dólares americanos ou Euros, deveriam ser fixos, ou seja, não deveriam ser sujeitos a revisão; Os custos em moeda local, Reais brasileiros, normalmente são revisados anualmente de acordo com o Índice Geral de Preços de Mercado, IGPM. O risco de custos extras deve ser mitigado através de uma verba para contingências no plano de negócios do projeto.

Adicionalmente, apólices de seguros para coberturas de Todo Risco para Engenharia e Construção, Responsabilidade Civil contra Terceiros, Transporte Marítimos, Atraso na Partida da Planta (“Delay Start-up”) e Atrasos na Partida da Planta devido a problemas no transporte marítimos poderiam ser contratados.

5.2.3. Escopo Específico referente à Contratação de Fornecimento da Ilha de Potência

Caso seja realizada uma contratação separada para o fornecimento da Ilha de Potência (unidades e serviços), o mesmo deverá apresentar as seguintes características:

5.2.3.1. Fornecimento de Equipamentos e Serviços

- Turbogenerador(es);
- Gerador(es) de Vapor (caldeira), para os casos em que existe um ciclo a vapor no processo de geração de energia elétrica;
- Sistema de Controle Distribuído da planta (“*Distributed Control System*” – DCS);
- Sistema de Monitoramento Contínuo de Emissões Atmosféricas (“*Continuous Emissions Monitoring System*” – CEMS);
- Engenharia de todos os sistemas da Ilha de Potência;
- Serviços de Assistência Técnica durante a instalação, comissionamento e partida dos sistemas da Ilha de Potência;
- Serviços de Treinamento para a futura equipe de operação e manutenção da central termoeletrica.

5.2.3.2. Condições Contratuais: Logística, Garantias, Aceitação do Projeto, Penalidades e Limites

Existem diversas formas dos equipamentos serem entregues ao empreendedor. Nos Contratos de Fornecimento da Ilha de Potência, os equipamentos fornecidos são em quase sua totalidade importados.

Para os equipamentos importados cujo transporte é marítimo, normalmente as entregas são “Delivered Ex -Quay” – DEQ, segundo definição *Incoterms 2000*³¹. Isso significa que o vendedor realiza sua entrega quando os bens são colocados à disposição do comprador no cais do porto de destino. Para este caso, o vendedor deve contratar seguros para risco de perdas e danos dos bens durante o transporte. A transferência do título de propriedade destes equipamentos varia com relação ao tipo de equipamento e a procedência. Alguns passam de propriedade quando efetivamente partem do porto de exportação, como normalmente as turbinas a gás e a vapor, outros quando disponíveis para embarque, como os equipamentos manufaturados pelo próprio fornecedor da Ilha de Potência, e outros quando disponíveis para embarque no porto de exportação (“Port of Export” – POE) já livre para exportação, como os equipamentos manufaturados por outras empresas contratadas pelo fornecedor da Ilha de Potência, ou seja, empresas sub-contratadas.

O transporte dos equipamentos da Ilha de Potência desde o porto de destino, ou seja do porto de importação (“Port of Import” – POI), até o destino final, canteiro de obras, normalmente não faz parte do escopo do fornecedor da Ilha de Potência. O transporte destes equipamentos se trata de uma atividade bastante particular, a qual exige sistemas de transporte especiais e, dependendo da localização do empreendimento, requer um estudo complexo da engenharia do transporte que pode inclusive exigir investimentos de melhorias de rodovias, pontes e acessos. Portanto, os fornecedores da Ilha de Potência preferem não ofertar este serviço, tendo em vista que requer um conhecimento profundo do entorno do país de destino dos equipamentos. Essa atividade chave deve estar incluída no fornecimento do EPC.

Os itens manufaturados no Brasil geralmente são entregues com a carga e seguro pago (“Carriage and Insurance Paid” – CIP) ao local de destino (canteiro de obras). Isto significa que o vendedor contrata o transporte dos equipamentos, arcando com os custos do

³¹ A *Incoterms 2000* é um conjunto de definições de transações comerciais usadas em contratos de vendas internacionais, as quais são publicadas pela Câmara Internacional de Comércio (International Chamber of Commerce – ICC). Os termos da *Incoterms 2000* definem a participação e as responsabilidades dos compradores e dos vendedores no arranjo do transporte internacional das mercadorias objeto da contratação e esclarecem quando ocorre a transferência de propriedade das mercadorias. (Fonte: Site da International Chamber of Commerce, www.iccwbo.org, e o site da Logistics Transportation Distribution Consulting and Services, www.ltdmngmt.com).

mesmo até o local de entrega, e contrata seguros para risco de perdas e danos dos bens. O título de propriedade dos equipamentos passa ao empreendedor quando disponíveis para embarque.

Para ambos casos, a responsabilidade pelo risco de perda e danos de cada equipamento permanece com o fornecedor da Ilha de Potência até a recepção no local acordado de entrega ou quando da transferência do título de propriedade, o que ocorrer mais tarde.

Os equipamentos e os serviços de assistência técnica proporcionados pelos fornecedores de Ilha de Potência deverão ser garantidos por um determinado período a ser acordado entre as partes. O período que está sendo oferecido pelos fornecedores é normalmente um ano após o Término Substancial do projeto (a ser definido posteriormente) ou dois anos após a data de entrega dos equipamentos, o que expirar primeiro. Esse período é considerado limitado se comparado com as práticas padrões das indústrias, portanto a exposição dos credores a eventuais riscos oriundos dessa limitada garantia, deveria ser coberta por um pacote de seguros apropriados, incluindo pane mecânica e interrupção do negócio³².

Os contratos de fornecimento da Ilha de Potência e o Contrato de EPC deveriam apresentar as mesmas definições e critérios para Aceitação Provisória e Aceitação Final, principalmente no tocante aos *Testes de Aceitação*. No caso do fornecimento da Ilha de Potência, a Aceitação Final normalmente ocorre quando são alcançadas as garantias de potência e consumo específico da planta, comprovadas durante os “*Testes Funcionais da Instalação*”³³. Também é comum existir o evento chamado *Término Substancial* (“*Substantial Completion*”), o qual ocorre quando a planta alcança o *Término Mecânico*³⁴ e

³² Para mitigar esse risco, os credores podem exigir que antes da expiração das garantias para os principais equipamentos, seja realizada uma avaliação completa pela companhia que será contratada para a operação e manutenção da usina a fim de identificar quaisquer problemas em potencial relativos a garantia. Esta análise deveria incluir inspeções internas e externas das turbinas a gás e vapor.

³³ Os Testes Funcionais da Instalação ocorrem depois de alcançado o Término Substancial da planta e servem para o fornecedor da ilha de potência realizar eventuais correções (Período de Correção a ser acordado entre as partes) nos seus sistemas a fim de alcançar as garantias de potência e consumo específico.

³⁴ Uma vez que esteja concluída a instalação dos equipamentos e a usina esteja pronta para iniciar as operações de partida (“start-up”), ocorre o que normalmente é conhecido como o Término Mecânico da planta. O Término Mecânico não é uma meta garantida em contrato e nenhuma penalidade é devida com relação a este evento, porém o certificado de Término Mecânico é uma exigência para o prosseguimento dos testes de aceitação da planta.

os *Testes de Aceitação* são concluídos com as garantias de potência e consumo específico dentro dos limites previamente acordados no contrato.

Com relação aos *Testes de Aceitação*, os credores realizarão uma revisão nos procedimentos dos testes quando os mesmos forem desenvolvidos, portanto é importante negociar com os fornecedores de EPC condições que permitam os contratos serem emendáveis caso seja exigido uma modificação pelos credores. O desempenho financeiro da Companhia do Projeto e conseqüentemente sua capacidade de atender o serviço da dívida, dependem do fato da usina satisfazer seus níveis de desempenho garantidos e sua capacidade de operar de maneira confiável durante a vida do projeto. Portanto, a finalidade dos *Testes de Aceitação* é provar que a usina pode cumprir sua produção líquida garantida (potência líquida), consumo específico, carga auxiliar e pressão do condensador, enquanto permanece dentro de seus limites garantidos de emissões atmosféricas e ruído. Nos testes, deverão ser analisadas a performance e a confiabilidade da usina (*Testes de Performance e Confiabilidade*):

O *Teste de Performance* consiste de um teste operacional, com tempo de duração a ser acordado entre as partes e que seja aceitável pelos credores, para medir simultaneamente a produção líquida garantida e o consumo específico da usina, adaptado às condições reais do local;

O *Teste de Confiabilidade* é um Teste de Operação Contínua da planta, com tempo de duração a ser acordado entre as partes e que seja aceitável pelos credores, durante o qual a produção da usina deverá permanecer normalmente acima de determinado percentual da produção líquida garantida, sem nenhuma única hora abaixo de um limite mínimo, e de acordo com os limites de emissão atmosférica e de ruído.

O contrato deverá prever penalidades pagáveis à Companhia do Projeto caso a performance testada da usina não atenda os níveis garantidos. Essas penalidades englobam uma multa pela redução de potência líquida (com base na carga auxiliar garantida e a pressão do condensador) e pelo aumento no consumo específico líquido. Da mesma forma, deveria ser previsto penalidades por atrasos, incluindo multas por tempo de atrasos nas entregas dos projetos (engenharia), equipamentos e término substancial. Vale comentar que essas penalidades estarão sujeitas a limites segundo um percentual do preço contratual total,

os quais deveriam cobrir os impactos negativos do projeto, como por exemplo lucro cessante.

Caso as penalidades não sejam consideradas suficientes pelos credores (para reembolsar a Companhia do Projeto por deficiências na produção testada e pelos atrasos), seguros adicionais e/ou uma Garantia do Patrocinador poderão ser exigidos pelos bancos de modo a oferecer à Companhia do Projeto a remuneração desejada.

5.2.4. Escopo Específico referente à Contratação da Engenharia, Suprimento e Construção da Usina Termoelétrica

As características a seguir assumem uma contratação específica, à parte, de fornecimento da Ilha de Potência. Portanto, as particularidades a serem apresentadas, com relação a esta contratação, englobam a engenharia, suprimento e os serviços de treinamento dos equipamentos dos sistemas BOP, bem como os serviços de construção de toda usina termoelétrica, incluindo a montagem eletromecânica tanto dos sistemas BOP quanto da Ilha de Potência.

5.2.4.1. Fornecimento de Equipamentos e Serviços

- Fornecimento de todos os sistemas e equipamentos fora da Ilha de Potência;
- Engenharia de todos os sistemas BOP;
- Serviços de Construção da usina termoelétrica;
- Serviços de montagem eletromecânica da usina termoelétrica, tanto referente à Ilha de Potência quanto aos sistemas BOP;
- Gerenciamento do Contrato de Fornecimento da Ilha de Potência no que se refere à:
 - ♣ Entrega dos equipamentos;
 - ♣ Serviços de Assistência Técnica durante a instalação, comissionamento e partida;
- Comissionamento e partida de todos os sistemas da usina termoelétrica;
- Serviços de Treinamento para a futura equipe de operação e manutenção da central termoelétrica.

5.2.4.2. Condições Contratuais: Logística, Garantias, Aceitação do Projeto, Penalidades e Limites

Assim como no caso do fornecimento da ilha de potência, os itens manufaturados no Brasil geralmente são entregues com a carga e seguro pago (“Carriage and Insurance Paid” – CIP) ao local de destino (canteiro de obras).

Similar aos equipamentos da ilha de potência, para os equipamentos importados cujo transporte é marítimo, normalmente as entregas são “Delivered Ex-Quay” – DEQ, segundo definição *Incoterms 2000*. Isso significa que o vendedor realiza sua entrega quando os bens são colocados à disposição do comprador no cais do porto de destino. Para este caso, o vendedor deve contratar seguros para risco de perdas e danos dos bens durante o transporte. O transporte dos equipamentos desde o porto de destino, ou seja do porto de importação (“Port of Import” – POI), até o destino final, canteiro de obras, faz parte do fornecimento do EPC.

O título de propriedade dos equipamentos deverá passar ao empreendedor no momento da recepção no local de entrega, ou seja, no canteiro de obras. Contudo a responsabilidade pela planta, incluindo os equipamentos entregues, segundo o Contrato de Fornecimento da Ilha de Potência, deverá seguir sob a responsabilidade da empresa fornecedora de EPC até a Aceitação Provisória do Projeto. Esta responsabilidade inclui o cuidado, custódia, controle e o risco por perda ou danos.

A Contratada de EPC deverá apresentar garantias para os diversos elementos de seu trabalho, entre os quais podem ser citados: serviços de construção civil e estruturas; serviços de pintura; e equipamentos. As garantias da Contratada de EPC normalmente iniciam na Aceitação Provisória do Projeto ou quando os equipamentos e as estruturas prediais forem transferidos à Companhia do Projeto. Nos casos de equipamentos reparados durante o período de garantia, uma garantia adicional a partir do momento do reparo, ou da substituição dos mesmos, deverá ser considerada.

A Aceitação Provisória deverá ser concedida uma vez que a usina tenha sido aprovada nos testes de confiabilidade e desempenho e tenha cumprido uma série de outras exigências para conclusão, inclusive o cumprimento das diretrizes relativas ao meio

ambiente, atendendo os níveis de emissão atmosférica e de ruídos garantidos, a entrega dos projetos *as built* e dos manuais de operação e manutenção e a conclusão dos treinamentos de operação e manutenção ao efetivo da companhia operadora da usina. Caso a Aceitação Provisória não seja obtida no cronograma previsto devido à usina não ter alcançado os limites mínimos de desempenho, a Contratada de EPC deverá realizar os reparos e/ou modificações necessárias e realizar novos testes na usina até que os limites de desempenho mínimo sejam alcançados ou, caso contrário, até que seja esgotado o limite de tempo correspondente às penalidades máximas de atraso. Se a Aceitação Provisória for concedida com o desempenho da usina em pior estado do que os valores garantidos, dentro das margens de aceitação, normalmente a Contratada de EPC poderá escolher entre pagar as penalidades correspondentes à deficiência do desempenho ou ter um período adicional, a ser acordado entre as partes e pelos credores, para tentar melhorar o desempenho da usina e repetir os testes de performance.

A Aceitação Final do Projeto, deveria ocorrer quando a usina operasse durante um período suficientemente longo, a ser acordado pelas partes e aceito pelos credores, na disponibilidade desejável do projeto.

A Contratada de EPC deverá ser responsável por penalidades a pagar à Companhia do Projeto, caso a potência líquida testada não satisfaça os níveis de desempenho garantidos. Neste caso, será acordado um valor de penalidade por redução de potência devido aos efeitos combinados de carga auxiliar acima da garantida e diminuição na produção líquida causada por excesso de pressão no condensador³⁵. Estas penalidades estarão limitadas a um percentual do preço contratual total. A carga auxiliar e a pressão do condensador normalmente são garantidos separadamente no Contrato EPC, mas seu efeito é combinado ao considerar as penalidades.

³⁵ A pressão do condensador (pressão de vácuo) deve ser suficientemente baixa para garantir o desempenho da última fase de expansão do vapor na etapa de baixa pressão da turbina a vapor. O trabalho realizado na etapa de baixa pressão e, conseqüentemente, a potência produzida na turbina a vapor reduz com o aumento da pressão do condensador.

Penalidades por atraso na obtenção da Aceitação Provisória do projeto também deverão ser consideradas para cobrir os impactos negativos do atraso. Assim como no caso do Contrato da Ilha de Potência, caso as penalidades não sejam consideradas suficientes pelos credores (para reembolsar a Companhia do Projeto por deficiências na produção e lucro cessante devido aos atrasos), seguros adicionais e/ou uma Garantia do Patrocinador poderão ser exigidos pelos bancos de modo a oferecer à Companhia do Projeto a remuneração desejada.

Como uma forma de proporcionar uma maior segurança ao projeto e aos credores, com relação aos riscos de conclusão da construção e tecnológicos, o Contrato de EPC deverá prever cláusulas referentes à apresentação de garantias econômicas em favor da Companhia do Projeto (avais bancários, por exemplo), a um percentual sob o preço contratual total, logo após a assinatura do contrato. Essas garantias objetivam cobrir as penalidades previstas em contrato caso os fornecedores não as paguem, devendo perdurar ao longo da construção do empreendimento e permanecer vigentes até a Aceitação Final do projeto.

5.2.5. Garantias adicionais referentes ao Contrato de EPC

Para os casos em que as penalidades previstas no contrato de EPC sejam consideradas insuficientes pelos credores, os mesmos exigirão coberturas adicionais aos patrocinadores do projeto para má performance e atrasos. Essas coberturas estarão definidas em um documento contratual definido como Acordo de Suporte dos Patrocinadores, o qual determinará valores de coberturas para redução de potência, aumento de consumo específico e atrasos, sendo este último normalmente com valores diferentes em respeito ao serviço da dívida e aos compromissos do Contrato de Fornecimento de Gás. O valor das coberturas adicionais tende a aumentar nos casos em que existem contratos separados para o fornecimento da ilha de potência e para o fornecimento BOP, devido ao risco de disputas entre fornecedores.

5.3. Contrato de Compra de Energia Elétrica, PPA (Power Purchase Agreement)

5.3.1. Introdução

Os contratos de compra de energia elétrica (PPA) são do tipo *take or pay* para uma quantia específica de energia, e são predominantemente contratos financeiros no sentido de que os compradores não determinam a produção da usina e o vendedor não é punido se não gerá-la. O comprador tem a obrigação de pagar pela energia contratada independente da produção real da usina, e a Companhia do Projeto tem a obrigação de adquirir a energia no mercado caso não gere a quantia contratada.

O contrato rege os condicionantes da transação e estará sujeito à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. O mesmo necessita ser cadastrado no Mercado Atacadista de Energia, MAE, para efeitos de contabilização e liquidação da energia contratada, segundo as regras e procedimentos do mercado.

5.3.2. Riscos e Medidas de Mitigação

Para um projeto pertencente ao Programa Prioritário de Termoeletricidade do Governo Federal Brasileiro, um dos riscos associado ao projeto é o risco da perda das prerrogativas do PPT. Este risco implica na eventual perda (1) do fornecimento garantido do gás natural e da determinação do preço do gás e o seu reajuste segundo a Portaria Interministerial 176 de 1 de junho de 2001, (2) da possibilidade das distribuidoras (compradoras da energia elétrica) repassarem integralmente à tarifa de energia elétrica o custo da energia gerada pela Usina Termoelétrica e (3) do acesso a um financiamento com o BNDES. A medida mitigadora para o risco da perda do fornecimento garantido do gás natural é difícil de ser definida devido à ausência de provisões regulatórias que tratam deste tema. Com relação à perda da determinação do preço do gás natural e sua forma de reajuste segundo a Portaria Interministerial 176 (01/07/2001), o preço do gás convertido para R\$, conforme as fórmulas estabelecidas na Portaria, deixaria de ser fixo durante períodos de 12 meses, voltando a ficar sujeito à variação cambial (R\$/US\$) segundo as duas alternativas ao

preço do gás definidas na Portaria 215 do MME (26/07/2000), a qual aditou a Portaria 43 do MME (25/02/2000). Em outras palavras, a Companhia do Projeto voltaria a ficar exposta ao risco cambial (R\$/US\$) no preço do combustível, o qual poderia causar uma geração insuficiente de fluxo de caixa no projeto para cobrir o Serviço da Dívida.

Uma alternativa para mitigar esse risco seria os próprios sócios da Companhia do Projeto o assumirem através de um Acordo de Suporte dos Acionistas. Neste caso, a eventual geração insuficiente de fluxo de caixa, para cobrir o serviço da dívida, levarias os credores a exigir que os patrocinadores do projeto cobrissem esse déficit de caixa para pagar a dívida. Além disso, os bancos financiadores poderiam exigir que caso essa geração insuficiente de fluxo de caixa perdurasse por um período a ser definido em contrato, o serviço da dívida deveria ser acelerado.

Para um projeto que já tenha um PPA assinado com uma distribuidora, o risco (2), na realidade, estaria associado às distribuidoras (compradoras), tendo em vista que o preço da energia elétrica no PPA e sua fórmula de reajuste estariam já definidos e acordados no PPA. De toda forma, de acordo com as definições regulatórias atuais, as distribuidoras poderiam repassar à tarifa final o Valor Normativo (VN) de fontes competitivas, R\$ 72,35/MWh (setenta e dois reais brasileiros por Mega Watt Hora), segundo a Resolução da ANEEL No 22, de 1 de Fevereiro de 2001, mantido pela Resolução 248, de 6 de maio de 2002.³⁶ O risco (3) está relacionado com a perda de acesso a uma linha de crédito específica para as Usinas Termoelétricas que pertencem ao Programa Prioritário. Para esse risco, vale comentar que, caso o financiamento com o BNDES já exista, com a saída de um projeto do PPT o banco não está obrigado a cancelar os compromissos de empréstimos.

Ter um PPA de longo prazo com uma distribuidora de energia elétrica que garanta ao projeto um rendimento estável por um período suficiente para cobrir o serviço da dívida com os bancos financiadores e os custos operacionais da planta, minimiza o risco comercial da Companhia do Projeto. Além disso, a fórmula de reajuste do preço da energia elétrica indicada nas seções anteriores, estabelece três indicadores que capacita a Companhia do Projeto repassar o custo do combustível, principal custo operacional do empreendimento,

³⁶ As Usinas Termoelétricas pertencentes ao Programa Prioritários de Termoeletricidade possuem um VN de R\$ 91,06/MWh para Usinas com potência instalada maior que 350 MW e R\$ 106,40/MWh para Usina com potência instalada menor ou igual a 350 MW, segundo Resolução da ANEEL N° 256, de 2 de Julho de 2001.

ao preço da energia elétrica, e permite um “hedge” contra os riscos de variação cambial e de inflação.

Os Contratos de PPA com distribuidoras de energia elétrica consideram um Take-or-Pay para a quantidade de energia contratada e são predominantemente financeiros, ou seja, os compradores (distribuidora) não determinam a energia gerada pela vendedora (geradora) e a geradora não é penalizada caso não gere a energia contratada. Nas condições contratuais de um PPA, os compradores têm a obrigação de realizar os pagamentos referentes à energia contratada, independente da real energia gerada pela Usina Termoelétrica³⁷.

Neste cenário, nos casos em que a geradora não for despachada pelo ONS, ou for despachada abaixo da quantidade contratual no PPA, ou quando a Usina Termoelétrica não estiver disponível devido a paradas programadas ou forçadas, a Companhia do Projeto fica exposta ao risco de mercado uma vez que precisa comprar no MAE o déficit da energia elétrica que necessita para atender a quantidade contratada. Para a situação em que a Usina Termoelétrica esteja disponível para gerar, porém não seja despachada ao nível que atenda a quantidade contratada no PPA, o risco de exposição ao mercado será reduzido tendo em vista que nestes casos, a tendência é que o preço da energia no MAE estará abaixo do custo marginal de geração da Usina Termoelétrica que não foi despachada. Contudo, esse risco aumenta na medida em que a Usina Termoelétrica não for despachada por não estar disponível, uma vez que a tendência é que neste momento o preço do MAE esteja suficientemente alto para justificar o despacho da mesma. Este risco pode ser mitigado com a criação de uma conta com fundos suficientes para cobrir a compra da energia no mercado num ano (Conta de mercado ou Conta MAE), a qual seria mantida com fundos oriundos do próprio fluxo de caixa do projeto. Contudo, o risco de eventuais compras acima da verba da Conta MAE permanece, o qual poderia ser mitigado com a contratação de seguros com coberturas específicas para este fim ou que as Distribuidoras (compradoras) assumissem este risco. Esta segunda alternativa somente poderia se tornar viável caso as Distribuidoras pertencessem ao mesmo grupo de acionistas da Companhia de Projeto, os quais por uma decisão estratégica e empresarial, decidissem assumir este risco. A viabilidade desta

³⁷ Caso a usina não gere, independente da causa (instruções de não despacho do ONS, indisponibilidade da usina, etc.), a mesma tem que comprar a energia não gerada no MAE.

solução está na possibilidade de que os custos extras das Distribuidoras para comprar essa energia no mercado não afetariam substancialmente as suas contas de lucros e perdas (“*profit and loss account*”), tendo em vista que os custos ficariam diluídos na mesma uma vez que a energia contratada no PPA representaria no máximo 30% (trinta por cento) de todas as suas compras de energia³⁸.

Para os casos em que a usina Termoelétrica não esteja gerando energia elétrica, além do risco de mercado discutido no parágrafo anterior, a Companhia do Projeto, conforme apresentado no item sobre Contrato de Fornecimento de Gás Natural, continua sujeita às obrigações de pagamentos previstas no Contrato de Fornecimento de Gás Natural (Obrigações de “Take-or-Pay”, Ship-or-Pay” e “Remuneração da Distribuidora do Gás Natural). Para mitigar o risco do “Take-or-Pay”, as regras do Mercado Atacadista de Energia prevêm que as Usinas Termoelétricas possam declarar despachos inflexíveis (Nível de Inflexibilidade³⁹) que garanta as mesmas gerar a energia correspondente ao nível das obrigações de “Take-or-Pay” do Contrato de Fornecimento de Gás Natural. Tendo em vista que a ferramenta do Nível de Inflexibilidade é polêmica e portanto sujeita a incertezas, outras formas de mitigar esse risco são a contratação de seguros com coberturas específicas para este fim ou que as Distribuidoras (compradoras) assumam o custo da obrigação do “Take-or-Pay” do Contrato de Fornecimento do Gás Natural. Esta segunda alternativa somente poderia se tornar viável caso as Distribuidoras pertencessem ao mesmo grupo de acionistas da Companhia de Projeto, os quais por uma decisão estratégica e empresarial, decidissem assumir este risco.

³⁸ A Resolução 094 da ANEEL de 30 de março de 1998, em seu artigo 6^o, estabelece que uma empresa de distribuição só poderá adquirir energia elétrica de empresas de geração a ela vinculadas ou destinar energia por ela mesma produzida, para atendimento aos seus consumidores, até o limite de 30% dos requisitos dos consumidores.

³⁹ A Resolução da ANEEL 290 de 3 agosto de 2000, que homologa as regras do MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual, em seu Art. 5 parágrafo IX indica que as regras do MAE deverão estabelecer a frequência de submissão das declarações de preço, disponibilidade e inflexibilidade das usinas termoelétricas. Este parágrafo foi mantido pela Resolução 446 de 2002 que substituiu a 290.

5.3.3. Condições Contratuais: Prazo, Tarifa e Quantidade Contratada

O contrato deve no mínimo ser assinado por um prazo igual ao serviço da dívida e estar coordenado com os demais contratos pertencentes aos dispositivos contratuais, principalmente com relação ao prazo do contrato de fornecimento de gás natural. A data de início de fornecimento de energia elétrica, deveria ser definida no contrato como a mais cedo entre as datas de Aceitação Provisória do projeto, segundo definido no Contrato de EPC, e de início de fornecimento de gás natural, segundo o contrato de fornecimento de gás. Desta forma, os riscos de exposição ao mercado e aos compromissos do gás natural (*take or pay*, *ship or pay* e pagamento da remuneração da distribuidora de gás) ficariam devidamente mitigados. Contudo, caso a compradora da energia elétrica não aceite tal definição⁴⁰, poderia ser negociada a criação de um mecanismo para definição da data do início de fornecimento, como forma de mitigar esses riscos. Esse mecanismo permitiria uma margem de erro quando da indicação da data de início, a qual diminuiria com a aproximação da data anteriormente estimada (esse mecanismo estaria sujeito a limites de margem de erro e de prazo de antecedência para a modificação da data estimada, a ser acordado entre as partes e aceitos pelos credores e pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL)⁴¹.

O preço da energia elétrica e a fórmula de reajuste estarão definidos no contrato, sendo a fórmula de reajuste acordada segundo as normativas vigentes da ANEEL. As normativas vigentes permitem uma coordenação entre a data de reajuste do Contrato PPA com as datas de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica, conforme seus contratos de concessão. Além disso, a ANEEL define fatores de ponderação a serem utilizados na fórmula de reajuste, os quais, se corretamente dimensionados, permitem um repasse total dos custos do projeto ao preço contratual e conseqüentemente à tarifa das

⁴⁰ Aceitando essa definição, a distribuidora de energia elétrica (compradora da energia) ficaria sujeita ao risco de mercado, tendo em vista que durante o período compreendido entre a data estimada de início de fornecimento e a data real, ela teria que atender seus clientes comprando a energia no Mercado Atacadista de Energia ou através de contratos bilaterais de curto prazo. Devido à exposição desse risco, as compradoras normalmente exigirão o pagamento de penalidades por atraso. Neste caso, os credores exigirão a contratação de seguros e/ou coberturas adicionais dos patrocinadores do projeto a fim de mitigar o risco.

distribuidoras. Os credores exigirão que os fatores sejam devidamente calculados, os quais deverão levar em consideração os seguintes custos do projeto:

- Para permitir um devido repasse da variação dos custos em moeda local (R\$), o fator de ponderação K1i (Fator de ponderação da média do IGPM) considerará, entre outros, os custos de conexão e uso do sistema de transmissão, serviço da dívida em R\$, tributos, impostos, custos de operação e manutenção, dividendos, etc;
- Para o repasse do custo do combustível, calcular o quanto representa a compra do gás natural nos custos operacionais e indicá-lo no Fator de ponderação do índice que reflete as mudanças no custo do combustível (K2i);
- Para o repasse da variação dos custos em moeda estrangeira, o fator de ponderação K3i (Fator de ponderação do índice que demonstra a mudança da paridade do R\$ frente o US\$) considerará, entre outros, os custos do serviço da dívida em US\$, custos de operação e manutenção, dividendos, etc.

A quantidade contratada deverá ser definida considerando os seguintes aspectos:

- Degradação de potência das turbinas a gás e vapor, segundo determinado no Contrato de EPC (ou Contrato de Fornecimento dos Equipamentos da Ilha de Potência) e conforme garantido no Contrato de Operação e Manutenção da Usina;
- Níveis anuais de disponibilidade da planta segundo as garantias acordadas no Contrato de Operação e Manutenção da Usina;
- Potência líquida disponível, ou seja, a potência bruta de geração menos o consumo auxiliar (consumo interno) da usina termoelétrica, determinado segundo a carga auxiliar garantida no Contrato de EPC, e as perdas nas unidades de geração, transformação e de transmissão (somente deverão ser consideradas as perdas de transmissão das linhas de transporte de uso exclusivo da Companhia do Projeto, para conectar a usina à rede básica);

Estes aspectos deverão ser utilizados para calcular a produção de energia esperada por ano, durante o prazo contratual. A quantidade contratada deveria ser a média anual de

⁴¹ Vale comentar que a data de início de fornecimento de energia elétrica necessita ser informada ao Mercado Atacadista de Energia, MAE, para efeitos de contabilização e liquidação da energia elétrica.

energia produzida (a média anual do prazo contratual). Desta forma, com a degradação e os níveis de disponibilidades anuais sendo considerados, a energia contratada será menor que a capacidade instantânea (horária) de produção da usina, ou seja, menor que a potência líquida disponível. Contudo, a potência que deverá ser declarada como disponível para o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, ONS, para efeitos da definição do despacho, deverá ser a capacidade instantânea (horária) de produção. Com isso, os riscos de redução na geração de fluxo de caixa quando a usina estiver indisponível, será mitigado pela remuneração que a Companhia de Projeto obtiver quando estiver sendo despachada no nível de sua potência líquida disponível. Em outras palavras, quando a usina for despachada integralmente pelo ONS, a diferença positiva entre a quantidade contratada e a potência líquida disponível em uma determinada hora, será liquidada pelo Mercado Atacadista de Energia, MAE, a favor da Companhia de Projeto pelo preço do mercado naquela hora. Podendo ser criado, portanto, um “colchão” para cobrir as compromissos de energia no MAE quando a usina não estiver disponível.

5.4. Contrato de Fornecimento de Gás Natural, GSA (Gas Supply Agreement)

5.4.1. Introdução

Segundo o contexto institucional e regulatório do setor de gás natural no Brasil, dois contratos de fornecimento de gás deverão ser assinados, sendo um deles entre o fornecedor do gás natural e a distribuidora local do combustível (Contrato 1) e o outro entre a Companhia do Projeto e a distribuidora do gás natural (Contrato 2). Deverá haver consistência nos termos, condições e obrigações de ambos contratos, de forma que as exposições das partes aos diversos riscos contratuais possam ser claramente conhecidas. Para obter essa garantia, pode-se estabelecer uma estrutura contratual em que a Companhia do Projeto participe do Contrato 1 como interveniente, enquanto que o fornecedor do gás natural seja o interveniente do Contrato 2.

5.4.2. Análise dos Riscos e Medidas de Mitigação

Um dos riscos associados ao Contrato de Fornecimento de Gás Natural está na eventual falha de fornecimento do combustível. A forma de mitigar esse risco é a eliminação das obrigações de *take or pay*⁴², *ship or pay*⁴³ e o pagamento da remuneração da distribuidora do combustível quando da ocorrência da falha e o estabelecimento de uma cláusula contratual que requeira o Fornecedor do Gás Natural reembolsar a Companhia do Projeto pelos custos de compra de energia elétrica no MAE para atender os compromissos contratuais do PPA. Normalmente este reembolso estará sujeito a um preço limite da energia elétrica no mercado. Esse limite deveria levar em consideração uma série histórica do preço da energia elétrica no MAE, o qual, segundo dados históricos do *Site* do MAE (www.mae.org.br), alcançou picos de R\$684,00/MWh⁴⁴ (seiscentos e oitenta e quatro reais por Mega Watt hora) durante o período de junho a setembro de 2001 (durante o racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil entre os anos de 2001 e 2002). Dependendo do limite do preço da energia elétrica a ser estabelecido para o reembolso, o risco para a Companhia do Projeto de ter que arcar com a diferença entre o preço limite e o preço real do mercado, no momento da falha do fornecimento de gás natural, poderá ser alto ou baixo. Para mitigar esse risco, além de negociar um preço limite suficientemente alto, a Companhia do Projeto poderia contratar seguros com coberturas específicas para este fim. Outra alternativa seria repassar esse risco para as Distribuidoras (compradoras da energia elétrica segundo o Contrato PPA), contudo esta alternativa somente seria viável caso as Distribuidoras pertencessem ao mesmo grupo de acionistas da Companhia de Projeto, os quais por uma decisão estratégica e empresarial, decidissem assumir este risco.

Com relação ao risco do Take-or-Pay, além das alternativas de mitigação apresentadas na seção de análise de riscos do Contrato PPA, esse risco também poderá ser

⁴² No compromisso de *take or pay*, a Companhia do Projeto está obrigada a pagar à distribuidora o componente de produto (*commodity*) da tarifa do gás natural, em uma média mensal e anual acordada entre as partes (um % da quantidade diária contratual).

⁴³ No compromisso de *ship or pay*, a Companhia do Projeto está obrigada a pagar à distribuidora o componente de transporte da tarifa do gás natural, em uma média anual acordada entre as partes (um % da quantidade diária contratual).

⁴⁴ Da ordem de US\$ 350/MWh segundo a taxa de câmbio R\$/US\$ no momento.

mitigado com a definição de cláusulas no Contrato de Fornecimento do Gás Natural, que permitam a recuperação da quantidade comprometida e não consumida em um determinado período de tempo. Neste caso, o volume de gás natural pago e não utilizado poderá ser consumido ao longo do período de tempo a ser acordado entre as partes, sem incorrer em custos extras à Companhia do Projeto.

Além dos riscos já mencionados, existem riscos referentes ao Fornecimento do gás natural fora das especificações de entrega, ou seja, o fornecimento fora da qualidade e das condições de entrega acordadas. As condições de entrega se referem basicamente à pressão de fornecimento e o poder calorífico inferior do combustível.

Uma das formas de mitigação destes riscos é definir contratualmente que na ocorrência de fornecimentos fora das especificações, esta situação caracterizar-se-á como uma falha de fornecimento. Nos eventos de falha de fornecimento, as obrigações contratuais de *take or pay*, *ship or pay* e o pagamento da remuneração da distribuidora do combustível ficam eliminadas. Com relação à qualidade do combustível, deveria ser considerada a instalação de equipamentos que determinam a qualidade/composição do gás – cromatógrafo, por exemplo – os quais evitariam o fornecimento do gás fora da composição garantida. Além disso, deve-se prever cláusulas contratuais sobre indenizações econômicas à Companhia do Projeto, para cobrir eventuais danos causados à usina, por um fornecimento fora da qualidade e das condições de entrega.

5.4.3. Condições Contratuais: Prazo, Tarifa e Quantidade Contratada

O contrato deve no mínimo ser assinado por um prazo igual ao serviço da dívida e estar coordenado com os demais contratos pertencentes aos dispositivos contratuais, principalmente com relação ao prazo do contrato de compra de energia elétrica⁴⁵. Para reduzir a exposição aos riscos associados aos compromissos de *take or pay*, *ship or pay* e pagamento da remuneração da distribuidora de gás, deverá ser negociado um mecanismo de determinação da data de início de fornecimento comercial do combustível. Esse mecanismo permitiria uma margem de erro quando da indicação da data de início, a qual diminuiria

⁴⁵ Às usinas termoeletricas que pertencem ao Programa Prioritário de Termoeletricidade, aplicar-se o prazo de 20 anos de fornecimento de gás natural da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás).

com a aproximação da data anteriormente estimada (esse mecanismo estaria sujeito a limites de margem de erro e de prazo de antecedência para a modificação da data estimada, a ser acordado entre as partes e aceitos pelos credores). O mesmo mecanismo também deveria ser aplicado à data de início de fornecimento de gás para testes, a pesar dos compromissos de pagamentos pelo gás natural (produto, transporte e remuneração da distribuidora) estarem eliminados durante o período de comissionamento e testes da usina termoeétrica, estando somente requerida a pagar pelo efetivo (medido) consumo do combustível. Isso porque, normalmente, dentro do mecanismo de definição da data de início de fornecimento comercial, haverá um limite de prazo, a partir da data de início de fornecimento para testes, o qual, uma vez extinto, dar-se-á o início incondicional do fornecimento comercial. Uma vez iniciado o fornecimento comercial, a Companhia do Projeto vê-se obrigada a cumprir os compromissos de pagamentos pelo gás natural.

Uma das formas de mitigação para cobrir o risco do *take-or-pay*, apresentada no item anterior, foi a definição de cláusulas no Contrato de Fornecimento do Gás Natural, que permitam a recuperação da quantidade comprometida e não consumida em um determinado período de tempo. Para esta alternativa de mitigação de risco, seria importante prever contratualmente um prazo extra, após a conclusão do prazo de fornecimento, para a Companhia do Projeto recuperar qualquer quantidade de gás paga porém não consumida durante o termo contratual normal.

O preço do gás natural e a sua forma de reajuste estarão devidamente indicadas no Contrato de Fornecimento do combustível. As condições devem estar compatíveis com as normativas vigentes no País, as quais prevêm duas componentes para o preço do gás, a serem definidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP): mercadoria (*commodity*) e transporte. Com relação às termoeletricas pertencentes ao Programa Prioritário de Termoeletricidade, os setores de eletricidade e gás natural no Brasil estipulam condições especiais ao preço e reajuste do gás, as quais deveriam ser aplicadas às usinas aprovadas a participar no programa. No tocante a margem de distribuição da concessionária estadual de gás, o valor é livremente negociado entre as partes. A Companhia do Projeto, no seu plano de negócios, deverá analisar o impacto dessa remuneração da distribuição no seu custo de compra do gás, e estabelecer limites de negociação com a mesma. Um ponto importante se refere à conversão do preço da margem para moeda local (R\$) e a sua fórmula de reajuste.

Normalmente, o preço é transformado em moeda local à uma taxa de câmbio acordada entre as partes e reajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM), publicado pela Fundação Getúlio Vargas.

A quantidade contratada de gás natural nos contratos de fornecimento, é determinada pelo volume de gás a ser consumido diariamente pela usina termoeletrica, normalmente em milhões de metros cúbicos de gás por dia. Essa quantidade, definida como Quantidade Diária Contratada (QDC), deverá ser devidamente calculada pela Companhia de Projeto, tendo em vista que os compromissos de *take or pay*, *ship or pay* e da remuneração da distribuidora são referenciadas como um percentual da QDC. Ademais, o contrato definirá multas e/ou penalidades por consumo acima da QDC.

A QDC deverá ser calculada levando em consideração os seguintes condicionantes:

- Capacidade bruta da usina para geração de energia elétrica em 1 hora (potência bruta) e os balanços térmicos da central, segundo as condições ambientais locais (pressão atmosférica, umidade e temperatura) e as condições de referência do gás (temperatura, pressão e poder calorífico);
- Limite permitido contratualmente de consumo de gás acima da QDC (limite de consumo sem a aplicação de multas e/ou penalidades por consumo acima da QDC).

Com as informações do primeiro ponto, pode-se calcular o consumo máximo diário de gás natural na usina. Com a informação do limite indicado no segundo ponto, pode-se enquadrar a quantidade máxima de consumo dentro desse limite, de forma que a QDC representará o consumo máximo diário abatido pelo limite por consumo acima do contratado. Essa estratégia minimiza o risco de penalidades por consumo acima da QDC e mitiga o risco de se obter obrigações de pagamentos por *take or pay*, *ship or pay* e remuneração da distribuidora acima do normal. Além disso, esses riscos deveriam ser controlados através de cláusulas contratuais que permitam revisões da quantidade diária contratual.

No compromisso de *take or pay*, a Companhia do Projeto está obrigada a pagar à distribuidora o componente de produto (*commodity*) da tarifa do gás natural, em uma média mensal e anual acordada entre as partes (um % da quantidade diária contratual), independente de haver ou não consumido o gás. No compromisso de *ship or pay*, a

Companhia do Projeto está obrigada a pagar à distribuidora o componente de transporte da tarifa do gás natural, em uma média anual acordada entre as partes (um % da quantidade diária contratual), independente de haver ou não consumido o gás. Do mesmo modo, no compromisso de pagamento da remuneração da distribuidora de gás, a Companhia do Projeto está obrigada a pagar à distribuidora a margem de distribuição, em uma média anual acordada entre as partes (um % da quantidade diária contratual), independente de haver ou não consumido o gás.

Com relação às obrigações de *take or pay*, *ship or pay* e remuneração da distribuidora de gás, os seguintes aspectos deverão ser considerados nas negociações:

- Os volumes de *take or pay*, *ship or pay* e da remuneração da distribuidora, deverão ser reduzidos conforme os períodos de falhas de fornecimento do combustível. Para as falhas de fornecimento deveriam ser consideradas as interrupções de suprimento, tanto programadas quanto forçadas, e os fornecimentos de gás fora das especificações de entrega (fora da qualidade e das condições de entrega);
- Essas obrigações não deveriam existir durante o período de comissionamento e testes da usina termoeletrica, devendo somente ser aplicadas quando do inicio do fornecimento comercial do gás.

No contrato serão requeridas pelos fornecedores de gás cláusulas contratuais referentes a multas e penalidades sobre os seguintes aspectos:

- Multas por excesso de consumo (acima da QDC ou acima da Quantidade Diária Programada de consumo, QDP) e por retirada de gás abaixo da QDP;
- Penalidades por compra de gás natural a outros fornecedores (cláusula de exclusividade de fornecimento do gás);
- Penalidades pelo o uso do combustível para outros fins diferentes da geração de energia elétrica (cláusula de restrição do uso do gás).

Os valores e as condições de aplicação das multas e penalidades deverão ser negociados pela Companhia de Projeto, de forma a reduzir a exposição ao risco econômico de geração insuficiente de fluxo de caixa. Para eliminar a exposição dos credores a estes riscos, os mesmos poderão exigir uma cobertura adicional dos patrocinadores do projeto,

caso os considerem significativos. Com relação às multas por retirada de gás acima e abaixo da QDP, poderão ser negociadas condições para a eliminação das multas nos caso em os consumos reais foram reflexos de instruções de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, ONS.

5.5. Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica, CUST & Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão de Energia Elétrica, CCT

5.5.1. Introdução

Para acessar o sistema elétrico brasileiro e exportar a eletricidade gerada pela usina, a Companhia do Projeto necessita celebrar os seguintes contratos: Contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) com o ONS e Contrato de conexão com o sistema de transmissão (CCT) com a concessionária de transmissão ou distribuição. Nestes contratos estão indicados os encargos a serem cobrados à Companhia do Projeto pela conexão elétrica e pelo o uso do sistema de transmissão.

5.5.2. Análise de Risco e Condições Contratuais

O CUST inclui a capacidade esperada de potência a ser injetada no sistema e entra em vigor a partir da primeira sincronização da usina. Neste contrato, as obrigações das partes são definidas, estando, contudo, sempre de acordo com os procedimentos de rede desenvolvidos pelo ONS. Com relação ao CCT, o mesmo entra em vigor no momento da conclusão da instalação dos sistemas de conexão e cobre os custos de operação e manutenção dos sistemas. O CCT também fica sujeito às normativas definidas nos procedimentos de rede. A tarifa a ser cobrada pelo uso do sistema de transmissão é calculada pelo ONS e homologada anualmente pela ANEEL, enquanto que a tarifa de conexão é livremente negociada entre as partes.

A tarifa de uso do sistema de transmissão poderá ser simulada pela Companhia do Projeto, para efeitos do plano de negócio, utilizando os mesmos sistemas informáticos usados para os cálculos anuais, bem como as bases de dados do ONS referentes à: expansão

planejada dos sistemas de transmissão nacional; expansão indicativa do parque gerador brasileiro; previsão do incremento da demanda⁴⁶. O custo da tarifa é bastante pequeno quando comparado com os demais custos e ingressos do projeto, portanto o risco de um aumento na tarifa que possa provocar uma redução no fluxo de caixa do mesmo é bastante remoto, sendo considerado desprezível pelos credores⁴⁷.

Um dos riscos associado a estes contratos refere-se na eventual necessidade de expansão e/ou reforços nos sistemas de transmissão devido à conexão da usina na rede. Para mitigar esse risco, a Companhia do Projeto deverá certificar que a expansão e/ou reforço necessário, estejam inclusos no Programa Nacional de Ampliações e Reforços do sistema de transmissão nacional, desenvolvido pelo ONS.

Ambos contratos prevêem cláusulas de responsabilidade civil contra danos causados a terceiros, ocasionados por problemas nos sistemas de transmissão, cujos condicionantes são regidos pelos procedimentos de rede do sistema elétrico nacional. De acordo com a normativa vigente, esses danos deverão ser cobertos pelo causador do problema, ou seja, pela Companhia do Projeto (geradora) ou pela proprietária do sistema de transmissão (transmissora e/ou distribuidora). A quantidade a ser paga como compensação aos danos causados, será determinada pelo ONS. Caso os causadores dos problemas não possam ser claramente definidos, a compensação aos danos será coberta pelos agentes de distribuição e transmissão e pela unidade geradora, na seguinte proporção, sujeita, contudo, à homologação da ANEEL: Distribuidoras, 60%; Transmissoras, 20%; Geradoras, 20%. Eventuais disputas e controvérsias, serão submetidas ao Comitê de Arbitragem do ONS, cuja decisão estará sujeita à aprovação da ANEEL. Para mitigar esse risco, os credores exigirão a contratação de seguros para danos causados a terceiros, com cobertura específica para os danos causados por problemas no sistema de transmissão.

⁴⁶ Os sistemas informáticos e as bases de dados encontram-se gratuitamente disponíveis para todos os agentes do setor elétrico nos escritórios ou no website do ONS.

⁴⁷ Está prevista nos procedimentos de rede uma penalidade para a Companhia do Projeto por excesso de injeção de potência na rede elétrica (acima da quantidade definida no CUST). A penalidade está sujeitas à aprovação da ANEEL, contudo foi inicialmente definida como a aplicação do valor correspondente a três vezes a tarifa de uso para o montante injetado acima do contratado. O risco de ultrapassagem é considerado mínimo e portanto irrelevante na análise de riscos dos credores.

5.6. Contrato de Operação e Manutenção da Usina Termoeletrica

5.6.1. Introdução

O contrato de O&M visa assegurar que a usina pode ser operada e mantida de acordo com as práticas da indústria corrente e de maneira adequada a atender as exigências dos credores. Normalmente, o contrato assume uma estrutura “global”, em que a Operadora recebe pagamentos periódicos para cobrir os custos operacionais da usina (exceto combustível e outros itens de consumo menores). Em retorno, a Operadora garante o desempenho da usina, segundo os níveis acordados de disponibilidade e degradação do consumo específico e potência. O desempenho da usina e o gerenciamento dos custos operacionais devem ser, portanto, substancialmente, por conta e risco da Operadora.

O Contrato O&M inclui todos os serviços e fornecimento de peças requeridas para atender as necessidades de manutenção da usina. A disponibilidade da Usina e a degradação das unidades deverão estar garantidas através do Contrato O&M, normalmente com bônus e penalidades por perdas e danos, baseado nas garantias fornecidas.

5.6.2. Condições Contratuais: Prazo, Responsabilidades e Garantias

O início do Contrato O&M deverá ocorrer na data da sua assinatura e permanecer em vigor no mínimo até prazo do serviço da dívida. Existem dois períodos principais durante o Contrato de O&M: o Período de Mobilização e o Período de Operação. O Período de Mobilização deverá começar antes da Data de Operação Comercial programada da usina (COD) e ter um prazo suficiente para o desenvolvimento das seguintes ações: seleção, recrutamento e treinamento do pessoal de O&M, preparação dos manuais e procedimentos operacionais e implementação dos sistemas de informações gerenciais. O Período de Operação se inicia após a Aceitação Provisória do projeto, conforme definido no Contrato de EPC, e inclui a elaboração do Plano Anual de O&M e a execução das atividades de Operação e manutenção.

A Operadora deverá ser responsável pela manutenção de toda a usina, inclusive:

- Manutenção planejada de acordo com as recomendações dos fabricantes;

- Manutenção não-planejada, que engloba reparos na usina devido a uma interrupção forçada;
- Execução de Serviços extras, ou seja, trabalhos realizados fora do escopo normal da Operadora, nas condições comerciais a serem acordadas pelas partes;

Normalmente, são definidos nos contratos limites para realização de manutenção não-programada, por ocorrência, as quais são realizadas dentro dos pagamentos periódicos previstos. As atividades além deste limite de responsabilidade, serão caracterizadas como Serviços Extras e ficarão fora do escopo de fornecimento da operadora.

É comum a Companhia de Projeto assinar um contrato separado para a compra de peças de reposição inicial para os equipamentos da ilha de potência. Isso ocorre porque essas peças possuem materiais e equipamentos específicos e apresentam um alto custo de aquisição. Essa compra já poderia estar no escopo do fornecimento da ilha de potência, contudo é desejável que o prestador dos serviços de O&M participe na escolha das peças de reposição (participe na definição do escopo de fornecimento das peças de reposição inicial da ilha de potência). Da mesma forma, a operadora deveria participar na definição das peças de reposição para os equipamentos BOP a serem fornecidas pelo fornecedor de EPC. A substituição do estoque inicial das peças sobressalentes, tanto da ilha de potência quanto do restante da usina, durante o período de operação, deveria ser de responsabilidade da Operadora.

As atividades de manutenção devem ocorrer de forma que a usina alcance os níveis garantidos de disponibilidade anual e de degradação de potência e consumo específico⁴⁸. Desta forma, deverão ser previstas penalidades para o não cumprimento dessas garantias, e normalmente aplicados bônus por obtenção de uma performance acima da expectativa. Essas penalidades deveriam ser dimensionadas para cobrir a deficiência de geração de fluxo de caixa do projeto no ano de operação em questão. Essas penalidades são negociadas entre as partes e normalmente são caracterizadas por valores por percentual da redução da disponibilidade e potência ou do acréscimo do consumo específico.

⁴⁸ As garantias de degradação se referem somente às turbinas a gás e a vapor.

5.6.3. Riscos e Medidas de Mitigação

Conforme descrito anteriormente, qualquer serviço de manutenção que exceda os limites de responsabilidade da operadora durante os Períodos de Mobilização e Operação, será desempenhado como Serviço Extra. O Serviço para corrigir os danos causados por ocorrências que fogem ao controle da Operadora (chamadas de Ocorrências Escusáveis) e a execução de serviços de melhorias solicitadas pela Companhia do Projeto, também constituem Serviços Extras. Para remediar o risco de custos significativos referentes a Serviços Extras, pode ser criada uma conta de Serviços Extras, a ser financiada pelo fluxo de Caixa do Projeto antes dos dividendos. Estes fundos seriam utilizados para cobrir os custos de quaisquer ocorrências isoladas que excedessem o limite de manutenção não-programada e que não estivessem cobertos por seguros.

Outro risco relacionado ao contrato de O&M, refere-se às conseqüências das paradas forçadas e programadas, as quais expõem a Companhia do Projeto ao risco de mercado de eletricidade e às obrigações do Contrato de Fornecimento de Gás. Para remediar o risco de mercado, as medidas de mitigação propostas no Contrato de Compra de Energia Elétrica (PPA) oferecem as garantias necessárias. Além disso, essas paradas devem ser realizadas em períodos em que o preço da energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia (MAE) esteja baixo. Com relação às obrigações do Contrato de Fornecimento de Gás, as paradas programadas da usina deveriam estar coordenadas com as paradas programadas dos sistemas de fornecimento de gás (da fornecedora e da distribuidora do gás natural). Com isso, o risco de exposição às obrigações de *take or pay*, *ship or pay* e o pagamento da remuneração da distribuidora, segundo o Contrato de Fornecimento de Gás, ficam mitigados.

6. Conclusão e Considerações Finais

Assim como na maioria dos países, financiamentos de projetos de infra-estrutura no Brasil, na modalidade *project finance*, dependem de uma engenhosa estruturação de garantias e contratos para se tornarem viáveis. No caso de projetos de usinas de geração de energia elétrica, utilizando o gás natural como combustível, essa engenharia financeira torna-se ainda mais complicada, pois envolvem um produto e um insumo que são bastante dependentes de políticas energéticas locais e sensíveis as condições de mercado. No Brasil, devido às particularidades dos setores de eletricidade e gás natural, os arranjos de garantias requeridos pelos credores passam a apresentar níveis de complexidade e exigência bem elevados. Os dispositivos contratuais que dão suporte ao *project finance*, originalmente projetados para países com uma importante participação da termoeletricidade na matriz energética, requerem uma extensa adaptação a estas particularidades. Como razões para este aumento de complexidade e exigência, podem ser citadas as seguintes particularidades do setor energético brasileiro: predominância hidráulica na geração de energia elétrica, regime plurianual de operação do sistema interligado nacional, falta de experiência na operação de usinas termoelétricas no País; excessivo risco político no tocante as regulamentações dos setores em questão; exposição ao risco cambial.

Estas particularidades requerem uma estruturação bastante específica e exigente às garantias do projeto. Para se obter a redução à exposição dos diversos riscos do projeto, conforme exigido em um financiamento do tipo *project finance*, os patrocinadores do projeto serão requeridos a participar intensamente como últimos garantidores, e os demais participantes solicitados a assumir uma parcela dos riscos do negócio. A experiência da Usina Termoelétrica Termopernambuco demonstrou que é possível a obtenção de um financiamento com esta estruturação, porém para torná-lo viável, os credores exigiram que o empreendimento compartilhasse o risco do mercado com outros participantes do projeto.

Com base nas informações apresentadas neste trabalho, para viabilizar investimentos em usinas termoelétricas a gás natural, é necessário que a compra da energia esteja garantida através de contratos de compra e venda de longo prazo. Com as dificuldades de concretizar contratos dessa natureza com grandes consumidores ou

concessionárias de distribuição, devido às incertezas do mercado de eletricidade, principalmente no tocante ao preço da energia elétrica no longo prazo, alguma forma de garantia de compra da energia necessitaria ser estabelecida. O atual Governo está estudando a possibilidade de que, após determinar a capacidade de geração necessária para uma determinada região, uma central comercializadora ou um *pool* de distribuidoras garantissem a compra da energia gerada pelas termoeletricas, dentro desse limite. Está sendo cogitado, inclusive, que as garantias pudessem ser dadas em conjunto pelo Governo e as empresas de distribuição (Fonte: Jornal do Comércio, Rio de Janeiro, 02/02/2003).

As atuais políticas nacionais de incentivo às termoeletricas, baseadas no Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e no valor normativo (VN), oferecem uma utópica garantia de longo prazo para o projeto. Além da exposição ao risco político de uma possível manipulação e/ou alteração das regras, as quais podem por em cheque a continuidade do projeto, a questão da sustentabilidade do empreendimento não é devidamente abordada. Com o direito de repasse às tarifas, conforme as regras do VN, um projeto pode tornar-se viável, do ponto de vista econômico, porém não ser sustentável sob a ótica do atendimento ao mercado. Portanto, os investidores e financiadores de um projeto não deveriam somente buscar no PPT e no VN as garantias necessárias para viabilizarem um investimento. Além da viabilidade econômica, a sustentabilidade do empreendimento deveria ser extensamente analisada a fim de se obter a certeza de continuidade do projeto. Dessa forma, o projeto oferecerá uma garantia de geração de fluxo de caixa contínua, suficiente para remunerar o capital investido e cobrir o serviço da dívida.

Como consideração final, as políticas governamentais de incentivo à termoeletricidade deveriam apresentar um caráter regional. Considerando questões individuais, por região, o risco de generalização de regras seria reduzido. Aspectos como restrição da capacidade de geração e transmissão, limites do uso da água nos reservatórios das usinas hidrelétricas e o desenvolvimento do gás natural em uma região, são exemplos de particularidades que podem ser utilizados como variáveis na hora de definir políticas de incentivo. Com essas considerações, por exemplo, a política do VN para o Nordeste poderia ser enxergada como bem vinda. A sociedade estaria suportando um seguro contra um futuro déficit de energia e ao mesmo tempo trazendo desenvolvimento para a região. A determinação de limites mínimos aos reservatórios das hidroelétricas do Nordeste, poderia

favorecer o uso da água das barragens para outros fins. Como a expectativa do crescimento vegetativo do consumo de gás no Nordeste para os setores industrial, comercial e residencial é baixa, a instalação de termelétricas na região pode ser caracterizada como uma âncora para investimentos locais na distribuição do gás. A remuneração das distribuidoras de gás (margem de distribuição), segundo seus contratos de fornecimento com termelétricas, pode ser convertida em investimentos sólidos de disseminação do gás natural na região, favorecendo o seu uso nos diversos setores da sociedade.

Em contra-partida, em áreas onde o gás natural é predominantemente associado ao petróleo, ao invés de trabalhar com o VN para viabilizar termoeletricas, se poderia definir uma política de preço para o combustível mais atraente, a fim de tornar estes empreendimentos mais competitivos. Com isso, se evitaria o risco do VN tornar-se um incentivo a ineficiência.

Essa dissertação de mestrado identificou os requerimentos de um *project finance* e apresentou os dispositivos contratuais que dão suporte a este tipo de financiamento para projetos de usinas termoeletricas a gás natural no Brasil. Com a análise dos diversos contratos pertencentes a esta estrutura contratual, pretendeu-se compartilhar com o leitor os riscos e suas possíveis formas de mitigação. Finalmente, pretendeu-se apresentar algumas das razões para o Programa Prioritário de Termoeletricidade do Governo Federal não decolar (sob a ótica do financiamento dos projetos) e compartilhar informações importantes sobre o desenvolvimento (contratação e construção) e operação de projetos termoeletricos.

7. Bibliografia

ABRAMSON, PAUL B., *et al.* *Power Project Documentation*. Jersey, UK: Euromoney Publications, 1997.

BAHIA, RAYMUNDO RUY, *et al.* Impactos da Inserção do Gás Natural na Matriz Energética: Brasil 2000 – 2020. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

BAJAY, SÉRGIO VALDIR. A Regulação na Indústria de Petróleo e Gás Brasileira. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

BAJAY, SÉRGIO VALDIR. Uma Revisão Crítica do Atual Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

BONOMI, CLAUDIO AUGUSTO, *et al.* *Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudo de Casos*. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2002.

BRITO, RUBEM BASTOS SANCHES DE, *et al.* Expansão da Oferta de Energia: Ciclo de Planejamento 2001 – 2010. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

BRITO, RUBEM BASTOS SANCHES DE, *et al.* Os Limites de Aplicação do Planejamento Indicativo. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

CARPIO, LUCIO GUIDO TAPIA, *et al.* Repensando a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

CASTELLAR, PABLO VARGAS. Programa Prioritário de Termelétricidade: O Resultado Final de uma Estratégia Contraditória do Governo Brasileiro. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

CHIGANER, LUÍS, *et al.* Uma Análise Crítica da Reforma do Setor Elétrico Brasileiro. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

FINNERTY, JOHN D.. *Project Finance: Engenharia Financeira Baseada em Ativos*. New York, USA: John Wiley & Sons, 1996. (Rio de Janeiro. Tradução pela Qualitymark Editora, 1999.)

GIANNINI, MARCIO, *et al.* Conseqüências Iniciais da Reestruturação do Sistema Hidrotérmico Nacional. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

HADDAD, JAMIL, *et al.* As Tarifas de Energia Elétrica e os Consumidores: Considerações Econômicas Anterior ao Racionamento de Energia 2001. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

LANDI, MÔNICA, *et al.* A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Transição Incompleta. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

LANZOTTI, CARLA R., *et al.* Comercialização de Energia: Experiências Internacionais e Brasileira. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

LEAL, LYDIANE ABDON, *et al.* Mercado Competitivo de Energia Elétrica. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

LONGO, RIOLANDO, *et al.* Semelhanças entre as Crises Energéticas na Califórnia e no Brasil. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

MATHIAS, MELISSA CRISTINA PINTO PIRES, *et al.* Verticalização na Indústria Brasileira de Gás Natural e seus Efeitos para o Processo Regulatório. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

MORAN, THEODORE H.. *Managing International Political Risk*. Massachusetts, USA: Blackwell Publishers Inc., 1998.

NETO, ARMANDO CELESTINO GONÇALVES, *et al.* Metodologia para gerenciamento de Riscos em um Projeto no Setor de Óleo e Gás com Participação do Capital Privado. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

PEREIRA, MARCIO GIANNINI, *et al.* Esgotamento do Modelo Regulatório do setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Teóricos X Aspectos Práticos. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

SANTOS, EDMILSON MOUTINHO DO, *et al.* *Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil*. São Paulo: Annablume editora, 2002.

SAUER, I. L., *et al.* Problemas e Desafios do Setor Elétrico Brasileiro: Crise da Energia ou Crise do Modelo? Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

SILVA, MARCOS VINICIUS MIRANDA DA. O Gás Natural no Brasil: Contextos Atual e Futuro. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

SILVEIRA, VERA LÚCIA ANTUNES DA, *et al.* Novos Horizontes para a Indústria do Gás no Brasil. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

TOLMASQUIM, MAURÍCIO TIOMNO, *et al.* A Reforma do Setor Elétrico em Perspectiva. Anais do Congresso Brasileiro de Energia, 2002.