



Juliano Vilela Borges dos Santos

**Desafios para o avanço do
intercâmbio energético na América Latina:**
A expansão do intercâmbio energético entre o
Brasil e os países vizinhos a partir do gás natural

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CCS CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em Administração

Rio de Janeiro
junho de 2017



Juliano Vilela Borges dos Santos

**Desafios para o avanço do
intercâmbio energético na América Latina**

A expansão do intercâmbio energético entre o Brasil e os países vizinhos
a partir do gás natural

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Prof. Rafael Igrejas
Rio de Janeiro, março de 2017.

Aos meus pais,
que me deram tudo de que preciso.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Juliano Vilela Borges dos Santos

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás em 2006. Kursou MBA em Energia pela AVM Faculdades Integradas em 2015. Ingressou no Ministério de Minas e Energia – MME como Analista de Infraestrutura em 2008, onde atua desde então. Exerceu a designação de substituto do Coordenador-Geral de Mercado do Departamento de Gás Natural, onde trabalhou por 8 anos. Atualmente, é Coordenador-Geral de Gestão de Projetos na Assessoria Especial de Gestão de Projetos da Secretaria Executiva do MME.

Ficha Catalográfica

Santos, Juliano Vilela Borges dos

Desafios para o avanço do intercâmbio energético na América Latina: A expansão do intercâmbio energético entre o Brasil e os países vizinhos a partir do gás natural / Juliano Vilela Borges dos Santos; orientador: Rafael Igrejas – Rio de Janeiro: PUC, Centro de Ciências Sociais, 2017.

v., 59 f.: il. ; 29,7 cm

1. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-Graduação) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro de Ciências Sociais.

Resumo

Santos, Juliano Vilela Borges. Igrejas, Rafael. Desafios para o avanço do intercâmbio energético na América Latina. A expansão do intercâmbio energético entre o Brasil e os países vizinhos a partir do gás natural. Rio de Janeiro, 2017. 59 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Por se tratar de insumo essencial para o desenvolvimento econômico, a energia é considerada estratégica. Os contratos binacionais celebrados para seu fornecimento muitas vezes envolvem externalidades, que podem ser utilizadas como pretexto para interrupção de suprimento em situações de baixa oferta interna. A experiência recente na América Latina sugere que uma boa maneira de assegurar a manutenção e o cumprimento de contratos binacionais de suprimento de energia envolve a construção de soluções flexíveis, capazes de se adaptar à evolução das conjunturas de oferta e de demanda dos países envolvidos. Os casos tratados no presente trabalho demonstram que tais soluções podem ser essenciais para garantir o retorno sobre investimentos em determinados empreendimentos energéticos, que geralmente são intensivos de capital

Palavras- chave:

Intercâmbio energético, gás natural, usinas termelétricas, risco, contratos binacionais.

Abstract

Santos, Juliano Vilela Borges. Igrejas, Rafael. Challenges for the advancement of energy exchange in Latin America. The expansion of energy exchange between Brazil and neighboring countries from the natural gas perspectiv. Rio de Janeiro, 2017. 59 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Because it is an essential input for economic development, energy is considered strategic. Binational contracts entered into for supply often involve boundary conditions, which can be used as a pretext for supply disruption in situations of low domestic supply. Recent experience in Latin America suggests that a good way to ensure the maintenance and enforcement of bi-national energy supply contracts involves building flexible solutions that are able to adapt to changing supply and demand scenarios in the countries involved. The cases discussed in this paper demonstrate that such solutions may be essential to ensure the return on investment in certain energy ventures, which are generally capital intensive and relatively risk averse.

Key-words:

Energy exchange, natural gas, thermoelectric power plants, risk, binational contracts.

Sumário

1.	Introdução	1
1.1.	Objetivo Final, Objetivos Intermediários e Delimitação do Estudo	2
1.2.	Relevância do Estudo	3
2.	Referencial Teórico.....	5
2.1.	Etapas de suprimento de gás natural no Brasil	5
2.1.1.	Exploração, produção e processamento	7
2.1.2.	Transporte	9
2.1.3.	Importação	10
2.1.4.	Distribuição de gás natural.....	12
2.2.	Gás natural e o conceito de indústria de rede	13
2.3.	Tipos de contrato.....	14
2.4.	Geração termelétrica	15
2.5.	Riscos em Geração Termelétrica	19
2.5.1.	Definição de Risco	19
2.5.2.	Riscos de Operação do Sistema.....	19
2.5.3.	Riscos de garantia de suprimento de combustível	21
2.5.4.	Riscos de preços de combustíveis	23
2.6.	Alocação de Riscos.....	25
3.	Metodologia.....	27
3.1.	O procedimento e o instrumento de Coleta de Dados	27
3.2.	Limitações do Estudo	28
4.	Análise	29
4.1.	Alocação de Riscos em Geração Termelétrica.....	29
4.2.	UTE Mário Covas.....	31
4.3.	UTE Uruguaiana	36
4.4.	Alocação de riscos em caso de interrupção de fornecimento de combustível em contratos internacionais	39
4.5.	Alternativas.....	41
4.5.1.	Análise do caminho adotado pela UTE Mário Covas.....	41
4.5.2.	Proposta para UTE Uruguaiana	43
5.	Conclusão.....	45
6.	Bibliografia.....	47

Lista de figuras

Figura 1 – Cadeia de Valor do Gás Natural	6
Figura 2 – Balanço de Gás Natural no Brasil	9
Figura 3 – Potência Total Instalada.....	18
Figura 4 – Dilema do Operador.....	20
Figura 5 – Histórico de Preços do Gás Natural	24
Figura 6 – Gasoduto Lateral-Cuiabá	32
Figura 7 – Gráfico do histórico de consumo de gás natural na UTE Cuiabá sob o amparo do Aditivo nº 5	35
Figura 8 – Posição da UTE Uruguaiana.....	43

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Matriz de Riscos na Geração Termelétrica.....31

Tabela 2 – Matriz de Riscos Aplicada 40

1. Introdução

Os intercâmbios energéticos entre países possibilitam a otimização de infraestrutura dedicada ao aproveitamento de fontes primárias, a partir da sinergia de condições inerentes às nações envolvidas.

A título de exemplo, podemos citar o intercâmbio compensado de energia elétrica com a Argentina, por meio do qual o Brasil fornece energia elétrica em momento de abundância hídrica e a recebe de volta no período de menor disponibilidade sazonal, que coincide com o momento de sobra energética no país vizinho. De acordo com ANP (2003), a partir de 1997, a Argentina passou a exportar o excedente da oferta de gás para países vizinhos. A produção de gás natural naquele país atingiu, em 2003, 85% do total produzido no Mercosul.

Com o intuito de viabilizar o aproveitamento de gás natural produzido em países vizinhos para geração de energia elétrica de baixo custo, empresas brasileiras construíram empreendimentos localizados em regiões de fronteira, que lastreariam, por meio de sua geração para fornecimento ao mercado nacional, o consumo de gás natural necessário para viabilizar a construção de gasodutos dedicados.

O presente trabalho cita dois casos de usinas termelétricas de fronteira e que dependem de fornecimento de gás natural a partir de países vizinhos. Projetadas para aproveitar combustível originalmente abundante nos países supridores, esses projetos passaram por interrupções de suprimento que comprometeram seus contratos internos de fornecimento de energia elétrica

A experiência brasileira, conforme tratado adiante, demonstra que conjunturas políticas favoráveis no momento em que são celebrados os

acordos não constituem condições suficientes para garantir o cumprimento de contratos de longo prazo capazes de viabilizar infraestruturas que utilizem grande volume de capital investido.

Em última análise, um contrato deve conter elementos que subsidiem defesa para obtenção de resultado satisfatório para o eventual reclamante em caso de disputa envolvendo corte arbitral internacional. Até que se tenha o resultado de um litígio dessa natureza, entretanto, muito do objeto contratual se perde, incorrendo em prejuízos ao empreendedor.

1.1.Objetivo Final, Objetivos Intermediários e Delimitação do Estudo

O principal objetivo desse estudo é identificar os riscos existentes na celebração de acordos bilaterais de suprimento energético, e avaliar as consequências envolvidas no rompimento de acordos de suprimento.

Para tanto, deverão ser identificadas as perdas para o investidor envolvidas em situações de quebra de contrato. A partir da análise de casos reais, envolvendo empreendimentos de geração termelétrica a gás natural a partir de suprimento importado, serão levantados, bem como outras consequências a que estão sujeitos, uma vez que impossibilitados de honrar seus contratos de geração de energia elétrica celebrados no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro.

Serão analisados dois empreendimentos termelétricos que utilizam gás natural como insumo energético primário. O suprimento de gás natural requer elevados investimentos em capital, que precisam ser remunerados em longo prazo. Dessa forma, suprimentos por gasodutos binacionais são especialmente vulneráveis a externalidades alheias ao mercado doméstico.

A pesquisa deverá envolver análise documental e de dados públicos a respeito do histórico de geração e do cruzamento de informações contratuais, além dos normativos do setor.

1.2.Relevância do Estudo

Os intercâmbios energéticos entre países possibilitam otimização de aproveitamento de infraestrutura, a partir da sinergia de condições energéticas dos envolvidos. Entretanto, em condições de escassez de recursos, os países fornecedores podem priorizar o suprimento de seus mercados internos, em detrimento do cumprimento de contratos com países vizinhos.

Mesmo países com relações econômicas sólidas e duradouras, e com maior facilidade em celebrar contratos confiáveis de fornecimento energético, não estão isentos de situações de quebras contratuais de suprimento, sobretudo em cenário de escassez internacional. Por se tratar de insumo essencial para o desenvolvimento econômico, a energia é considerada estratégica.

Em outras ocasiões, a interrupção de suprimento ocorre de forma unilateral e sem respaldo nos instrumentos contratuais, o que enseja disputas em órgãos de arbitragem internacional. Essas situações de litígio podem durar muitos anos e complicar as relações internacionais em outras áreas da economia.

Em um cenário de competição entre diferentes fontes energéticas, ao ingressar em um novo mercado consumidor, o país supridor encontra condições específicas, a depender da oferta disponível de energéticos substitutos ao seu produto. O supridor pode enfrentar dificuldades adicionais, sobretudo considerando a existência de energéticos mais competitivos.

A celebração de acordos bilaterais entre os governos dos países pode ser fator essencial para a criação de um ambiente favorável aos contratos de suprimento que, por um lado, garantam ao país supridor a prerrogativa de priorizar seu mercado interno e, por outro, o impeçam de reduzir arbitrariamente o suprimento diante de motivos meramente comerciais.

A respeito da UTE Uruguaiana, objeto de análise do presente estudo, é importante destacar que, durante três anos seguidos, entre 2013 e 2015, o ONS considerou indispensável¹ a sua geração motivado pelas condições eletroenergéticas da região Sul, sobretudo em razão de suas limitações de transmissão de energia elétrica. Isso implica afirmar que, não fosse despachada a referida usina, haveria risco real de desabastecimento da região Sul do país, provocando apagões regionais e despertando os temores quanto à capacidade de atendimento ao mercado consumidor de energia elétrica.

A importância de empreendimentos localizados em regiões próximas de fronteira, conforme se depreende do posicionamento do ONS, está em sua posição na malha de transmissão de energia. A geração nesses pontos em muitos momentos é motivada não somente pelo montante energético adicionado ao sistema, mas à sua posição física, que garante geração de pacotes energéticos localizados. Isso contribui para evitar sobrecarga nos grandes ramais de transmissão.

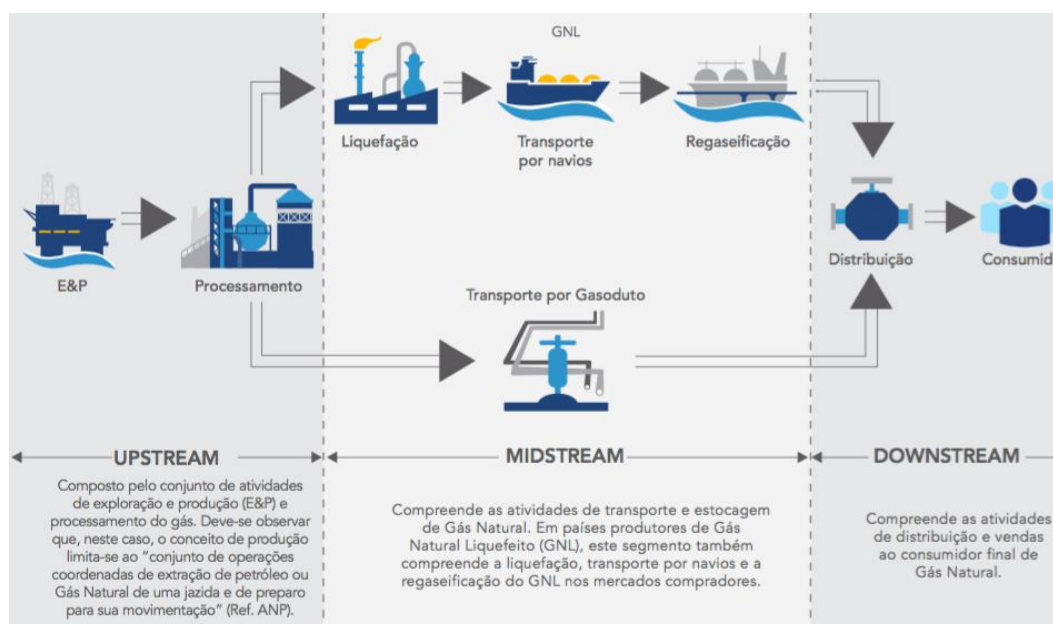
¹ Conforme registrado na Ata do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, disponível no seguinte sítio eletrônico: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139125/CMSE_-_Ata_da_122x_Reuniao_Plenaria_x13-12-2012x.pdf/e3e030a9-db27-47e2-a6ca-38b7d615bd59

2. Referencial Teórico

2.1. Etapas de suprimento de gás natural no Brasil

A lei nº 11.909, de 2009, define como indústria do gás natural o conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural.

De acordo com FGV (2014), a estrutura da cadeia de valor do gás natural é semelhante à do petróleo, sendo, por isso, dividida nos segmentos *upstream*, *midstream* e *downstream*. No segmento *upstream*, estão incluídas etapas de exploração, produção e processamento de gás natural. O segmento *midstream* compreende o transporte e a estocagem de gás natural, bem como as etapas envolvidas em sua disponibilização na forma liquefeita (liquefação, transporte por navio, estocagem e regaseificação). Por sua vez, *downstream* compreende as atividades de comercialização ao e disponibilidade ao consumidor final. A figura 2 ilustra de que forma esses conceitos são distribuídos pela cadeia do gás.



Fonte: FGV(2014)

Figura 1 – Cadeia de Valor do Gás Natural

Do ponto de vista regulatório, a indústria de gás natural possui duas esferas distintas. Por um lado, o artigo 25, §2º, da Constituição Federal de 1988, estabelece que a exploração do serviço local de gás canalizado é de competência dos Estados da Federação. Dessa forma, compete aos entes federados a regulação da distribuição e comercialização de gás natural para o consumidor final, correspondente ao *downstream*.

As demais etapas da cadeia, que compreendem os segmentos de *upstream* e *midstream*, são regulamentados e fiscalizados pela União, seguindo competências atribuídas pelas leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 11.909, de 4 de março de 2009.

A partir disso, é possível verificar que o consumidor de gás natural, entre eles as usinas termelétricas, em parte da cadeia de suprimento de seu insumo estão sujeitos à lei federal, e, em outra etapa, aos regulamentos do Estado da Federação em que se encontram instalados. A seguir, as etapas da cadeia de suprimento são descritas de forma detalhada.

2.1.1. Exploração, produção e processamento

Segundo SANTOS (2002), o gás natural pode ser encontrado em acumulações de rochas porosas no subsolo, terrestre ou marinho, podendo ser classificado em duas categorias: i) gás natural associado, aquele que, no reservatório, está armazenado juntamente com o petróleo, estando dissolvido no óleo ou sob forma de uma capa de gás, isto é, uma parte superior da acumulação rochosa, onde a concentração de gás é superior à concentração de outros fluídos como água e óleo; e ii) gás natural não associado, aquele que, no reservatório, está livre do óleo ou este se encontra em concentrações muito baixas; na acumulação rochosa porosa, a concentração de gás é predominante, permitindo a produção basicamente de gás.

De acordo informações de MME (2017), é possível inferir que a produção de gás natural não é integralmente ofertada ao mercado, uma vez que parcelas significativas do produto são reinjetadas, queimadas ou utilizadas em seu processo de disponibilização. Em campos nos quais há exploração de gás natural associado, e em que a capacidade de escoamento ou de consumo do gás natural é inferior à do petróleo conjuntamente produzido, comumente são instaladas unidades de reinjeção de gás natural. Nesses casos, o gás chega a ser extraído, mas é colocado novamente no interior dos poços. Essa medida evita a queima em larga escala, além de contribuir para a capacidade de exploração dos demais hidrocarbonetos ali explorados.

Segundo SANTOS (2002), a queima de gás natural, por sua vez, ocorre majoritariamente em novas unidades de exploração, como por exemplo em campos submetidos a Teste de Longa Duração – TLD. Normalmente os TLDs estão associados a novas áreas de exploração, nas quais ainda não foi possível implementar infraestrutura dedicada ao escoamento do gás natural, seja porque a exploração do gás é economicamente inviável, seja porque ainda não se iniciou em ampla escala. Releva destacar, ainda, que uma parcela do gás natural é utilizada na própria unidade de exploração e

produção. Dessa forma, utiliza-se uma parte da produção como combustível nas plataformas, por exemplo, para gerar energia elétrica que é ali utilizada.

A leitura da Lei nº 9.478, de 1997, permite verificar que o exercício do monopólio de exploração e produção de gás natural foi retirado da legislação vigente, estando tais atividades sujeitas a condições concorrenciais.

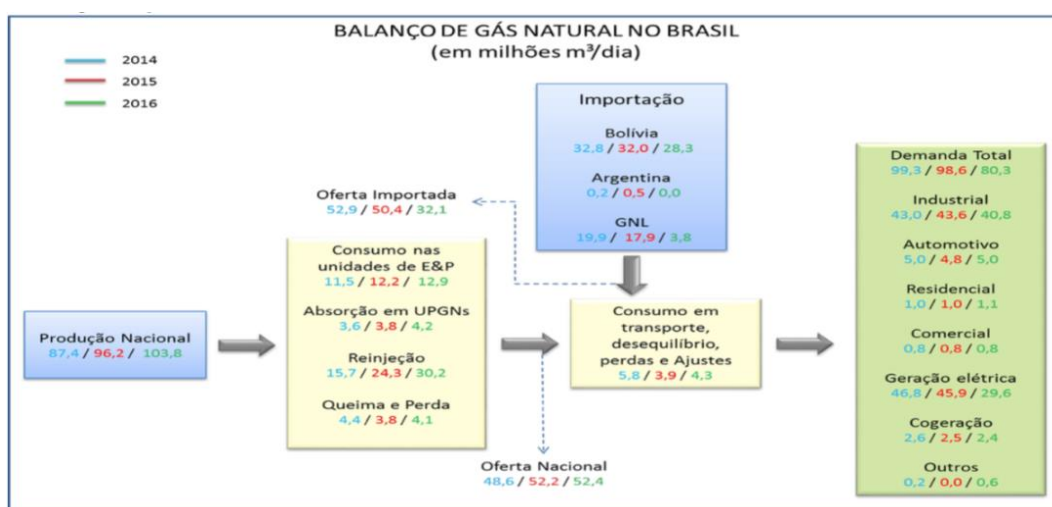
A partir da sanção das Leis nºs 12.276 e 12.351, de 2010, o Brasil incorporou o modelo de partilha da produção. De forma simplificada, segundo GOMES (2008), a principal diferença entre os regimes é que, na concessão, o concessionário é o dono de todo o petróleo e gás natural que produz. No modelo de partilha, por sua vez, o Estado é o dono do petróleo e gás produzidos, e a empresa parceira tem direito à restituição, em hidrocarboneto, do custo de exploração (parcela chamada de custo em óleo) e de uma parcela do lucro do campo (parcela chamada de óleo excedente).

Segundo conceito extraído da Lei nº 11.909, de 2009, o escoamento de gás natural é sua transferência por meio de duto até uma unidade de processamento, que converterá o hidrocarboneto em um energético aderente às especificações técnicas de mercado. A lei define gasodutos de escoamento como sendo dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

A mesma lei define tratamento ou processamento de gás natural como o conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização. Segundo SANTOS (2002), o fluxo oriundo de um poço *offshore* de produção de hidrocarbonetos é formado por óleo, água, resíduos e gás natural associado. Esse conteúdo precisa ser separado e condicionado para o armazenamento ou transporte na plataforma.

Após a separação, uma etapa importante de acabamento consiste em uma operação de retirada de água do gás, como forma de evitar a formação de hidratos sólidos nos gasodutos, que podem provocar corrosão e outros problemas operacionais a longo prazo (SANT'ANNA, 2005).

O diagrama esquemático da figura 3 mostra o balanço de gás natural no Brasil nos anos de 2014 a 2016, apresentando as destinações dos volumes produzidos e importados pelo mercado doméstico.



Fonte: MME (2017)

Figura 2 – Balanço de Gás Natural no Brasil

2.1.2. Transporte

O transporte de gás natural consiste na movimentação em gasodutos de transporte, abrangendo a construção, a expansão e a operação das instalações. A partir de definição contida na Lei nº 11.909, de 2009, gasoduto de transporte é aquele que realiza movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural.

A leitura da Lei nº 9.478, de 1997, permite constatar que, antes da promulgação da Lei nº 11.909, de 2009, qualquer agente constituído por leis brasileiras poderia solicitar autorização para construção de gasodutos de transporte. Todos os gasodutos de transporte atualmente existentes foram construídos sob esse regime de autorização. A partir do novo marco regulatório, a construção de novos gasodutos de transporte passou a requerer licitação prévia, em regime de concessão, cabendo ao Ministério de Minas e Energia o papel de indicar os gasodutos a serem licitados, tendo para isso o apoio técnico de estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

A malha de transporte de gás natural atualmente existente possui 9.409 quilômetros de extensão (MME, 2015, p. 30) e se localiza majoritariamente próxima ao litoral.

A atividade de transporte se distingue do carregamento, uma vez que carregador é o agente que utiliza ou pretende utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Trata-se do proprietário de gás natural, responsável pelo seu fornecimento. Para tanto, contrata o serviço de transporte de gás natural, conforme anteriormente mencionado.

2.1.3. Importação

A importação de gás natural é atividade sujeita a autorização, emitida pelo Ministério de Minas e Energia, conforme termos da Lei nº 11.909, de 2009. No Brasil, a importação de gás natural ocorre por dois modais distintos: gasodutos e terminais de regaseificação de gás natural liquefeito – GNL.

A importação de gás natural no Brasil se iniciou após a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL, que interliga os dois países e se estende por 2.593 quilômetros em território nacional. A assinatura do contrato para construção desse projeto ocorreu em julho de 1997, e o início das operações ocorreu em 1999 (MME, 2015, pg 30).

Também dedicado à importação de gás natural da Bolívia, o Gasoduto Lateral-Cuiabá possui 645 quilômetros, sendo que, deste total, 259 quilômetros estão em território nacional. O mercado que é atendido por esse gasoduto encontra-se no Estado do Mato Grosso, sendo o principal consumidor a usina termelétrica de Cuiabá.

O outro gasoduto dedicado à importação de gás natural no Brasil foi construído junto à fronteira com a Argentina, no Estado do Rio Grande do Sul. O trecho 1 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre possui 25 quilômetros de extensão e tem como principal finalidade viabilizar a importação de gás natural para suprimento à usina termelétrica de Uruguaiana.

Os terminais de regaseificação de GNL, por sua vez, recebem cargas originárias de diversos países produtores, transportadas por meio de navios metaneiros². O GNL é recebido em temperaturas inferiores a -160º celsius, convertido para a forma gasosa e injetado na malha de transporte. O Brasil possui três terminais de regaseificação de GNL, localizados nos Estados do Rio de Janeiro, Bahia e Ceará, com capacidade de ofertar até 21, 14 e 7 milhões de metros cúbicos por dia, respectivamente, ao mercado nacional (MME, 2015, pg 31).

A capacidade de importação por gasodutos que se encontra autorizada pelo Ministério de Minas e Energia totaliza 35,512 milhões de metros cúbicos por dia. Somando esse volume à capacidade nominal dos terminais de regaseificação de GNL atualmente construídos, obtemos o total de 76,512 milhões de metros cúbicos por dia de oferta potencial de gás natural importado. Considerando que a média mensal recorde de oferta líquida de gás natural de origem nacional foi de 54,540 milhões de metros cúbicos por dia, registrada em janeiro de 2015, é possível afirmar que 58,4% da oferta

² Segundo KRAUSE (1998, pg 7), navio metaneiro é um navio-tanque especialmente projetado para o transporte de GNL e utilizam o próprio gás como combustível.

potencial de gás ao mercado é de origem importada (MME, 2015, p. 2, 31 e 34).

2.1.4. Distribuição de gás natural

Conforme anteriormente mencionado, a indústria de gás natural possui duas esferas regulatórias distintas. Por um lado, a União regulamenta e fiscaliza as atividades descritas como *upstream* e *midstream*, que compreendem todas as etapas anteriores à entrega do combustível junto ao *city gate*. Complementarmente, de acordo com o disposto no artigo 25, §2º, da Constituição Federal de 1988, a exploração do serviço local de gás canalizado é de competência dos Estados da Federação.

Com o gás natural, a regulação ocorre de forma diversa da adotada, por exemplo, para a energia elétrica, em que tem todas as etapas da cadeia de suprimento regulamentadas pela União, desde a geração, passando pela transmissão, até a chegar à distribuição e venda aos consumidores finais.

Adicionalmente, o atual modelo de concessão adotado pelos Estados está fundamentado na concentração do mercado sob o controle das distribuidoras. A maioria absoluta dos Estados optou por modelo de única concessão, em que apenas uma distribuidora de gás natural atua em toda a unidade federativa. As exceções a essa prática são os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, que optaram por realizar a concessão para três e dois agentes, respectivamente.

Diferentemente da exploração e da produção, as etapas de escoamento, tratamento, processamento e transporte de gás natural, bem como de distribuição, possuem características de monopólio natural.

2.2. Gás natural e o conceito de indústria de rede

O suprimento de gás natural se realiza, essencialmente, por meio de uma indústria de rede, e os gasodutos de transporte possuem as características daquilo que a teoria econômica denomina facilidade essencial, ou seja, constituem uma infraestrutura indispensável para um competidor. A esse respeito, pode-se citar TYE (1987, pg 348).

Um competidor individual pode sofrer uma desvantagem grave como resultado da negação sem que haja um efeito significativo na concorrência - prejudicar um concorrente não é necessariamente o mesmo que prejudicar uma competição. Os tribunais geralmente definiram uma instalação essencial como aquela em que o dano à concorrência deve ser "grave" como consequência da "impraticabilidade" de duplicar a facilidade negada

Disso depreende-se que, caso seja negado a um agente fornecedor de gás natural o acesso à rede de gasodutos, sua condição como competidor fica demasiadamente prejudicada, uma vez que a construção de uma nova infraestrutura de igual finalidade da existente é bastante antieconômica e, adicionalmente, coloca o empreendedor em condição desigual de competição contra o agente que já atua naquele mercado, cujos custos são marginais.

A separação jurídica e comercial entre transportadores, empresas que operam os gasodutos, e carregadores, proprietárias do gás natural, é condição facilitadora para estimular a competição entre agentes de mercado.

2.3. Tipos de contrato

De acordo com SAUER (2011), a indústria gasífera no Brasil se desenvolveu a partir de uma combinação de contratos de longo prazo, com rígidas cláusulas do tipo *Take-or-Pay*³ (ToP) e *Ship-or-Pay*⁴ (SoP). Essas cláusulas preveem que o comprador pague volumes mínimos pré-estabelecidos de gás natural, mesmo que não os utilize. Segundo o mesmo autor, tais mecanismos contratuais têm o “objetivo de garantir a financiabilidade dos investimentos através da geração de receitas compatíveis com os custos associados à implantação da infraestrutura”.

A respeito dos tipos de contrato de fornecimento de gás natural, SAUER (2011) enumera 4 modalidades distintas: firme inflexível, em que se estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do cliente e a respectiva garantia de entrega por parte do fornecedor; firme flexível, em que o serviço energético do consumidor pode ser satisfeito a partir de outras fontes de energia; interruptível, em que o suprimento de gás natural pode ser interrompido pelo fornecedor, segundo as condições negociadas previamente em contrato; e preferencial, modalidade na qual o consumidor detém a prerrogativa de interromper o fornecimento.

Ainda segundo SAUER (2011), as modalidades interruptível e firme flexível diferenciam-se entre si porque, na primeira, a responsabilidade pela substituição do combustível alternativo é do cliente. Na modalidade preferencial, o suprimento é interruptível apenas pelo cliente, estando o fornecedor obrigado a providenciar o suprimento de gás disponível quando

³ **Take-or-Pay**: cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independente de ter-se utilizado dele ou não. Se previsto em contrato, o comprador pode recuperar o gás pago e não efetivamente retirado (SAUER, 2011).

⁴ **Ship-or-Pay**: cláusula incluída nos contratos de transporte de gás natural, segundo a qual o consumidor final ou a concessionária, para quem está sendo feito o transporte, é obrigado a pagar pelo transporte do gás mesmo no caso de o gás não ser transportado (SAUER, 2011).

demandado, sendo predominantemente destinado ao consumo termelétrico, com suprimento via GNL.

2.4. Geração termelétrica

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) são celebrados após realização de leilão, que é definido a partir da obtenção do melhor custo-benefício entre os empreendimentos concorrentes. Segundo Martins (2008):

Os CCEAR para as termelétricas são realizados na modalidade intitulada “contratos por disponibilidade de energia”. Nesta modalidade de contratação, os agentes gerados de energia são pagos de acordo com sua quantidade de energia assegurada, ou garantia física, e não com base na energia efetivamente gerada. Os agentes geradores termelétricos estão autorizados a vender, nos leilões de energia, um montante máximo de energia dado pela quantidade total de energia assegura da usina. (...)

O empreendedor, em contrapartida à oferta de energia firme que adicionará ao sistema caso seja um dos vencedores, faz um lance no leilão que é um pedido de uma renda fixa anual. Esta renda anual solicitada pelo empreendedor deverá financiar todos os custos fixos da usina incluindo as despesas de depreciação e os fluxos de remuneração do capital investido.

O conceito de garantia física aplicado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) compreende a máxima quantidade de energia que esse sistema pode fornecer, considerando determinado critério de garantia de suprimento. A partir do montante obtido, ocorre o rateio entre os agentes responsáveis pela geração para cada empreendimento ligado ao sistema. Esse pacote

que cada gerador recebe serve como referência para a celebração de contratos de comercialização, e recebe o nome de garantia física.

Conforme estabelecido na legislação vigente aplicada à comercialização de energia elétrica, os agentes de distribuição, os consumidores livres e os especiais devem garantir o atendimento a 100% de suas cargas, em termos de energia e potência por meio geração própria e/ou contratos de compra de energia registrados na CCEE.

De acordo com o estabelecido na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Garantia Física corresponde à quantidade máxima de energia, que um empreendimento de geração ou de importação pode comercializar. Segundo o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, compete ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propor critérios gerais de garantia de suprimento a serem observados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) na definição da metodologia de cálculo da Garantia Física dos empreendimentos.

Com base nesses normativos, e respaldada pelo arcabouço legal que a criou, a Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE realiza o cálculo da Garantia Física dos empreendimentos novos e das revisões em empreendimentos existentes.

Segundo disposto em CCEE (2010), no cálculo da Garantia Física, são considerados fatores como a potência da usina, as taxas de indisponibilidade forçada e programada, bem como o custo variável unitário – CVU, informações essas declaradas pelo empreendedor. Para o primeiro parâmetro, a potência da usina é diretamente proporcional à sua Garantia Física, uma vez que indica maior disponibilidade de energia do empreendimento. Por outro lado, quanto maior o CVU, menor a probabilidade de a usina ser despachada, motivo pelo qual esse parâmetro é inversamente proporcional ao valor da Garantia Física.

Ainda segundo CCEE (2010), a Agência Nacional de Energia Elétrica apura a Garantia Física a partir da capacidade de geração dos empreendedores. A impossibilidade de demonstrar capacidade de geração gera penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia.

Segundo Tolmasquim (2016), para efeitos do planejamento energético, as fontes de geração podem ser divididas em controláveis e não controláveis. Essa classificação refere-se à capacidade de controle operacional sobre a oferta disponível.

A oferta por fontes não controláveis possui característica intermitente, sujeita à disponibilidade momentânea do insumo de geração. Entre elas destacam-se as fontes eólica, solar, biomassa, hidrelétrica a fio d'água e termelétrica inflexível.

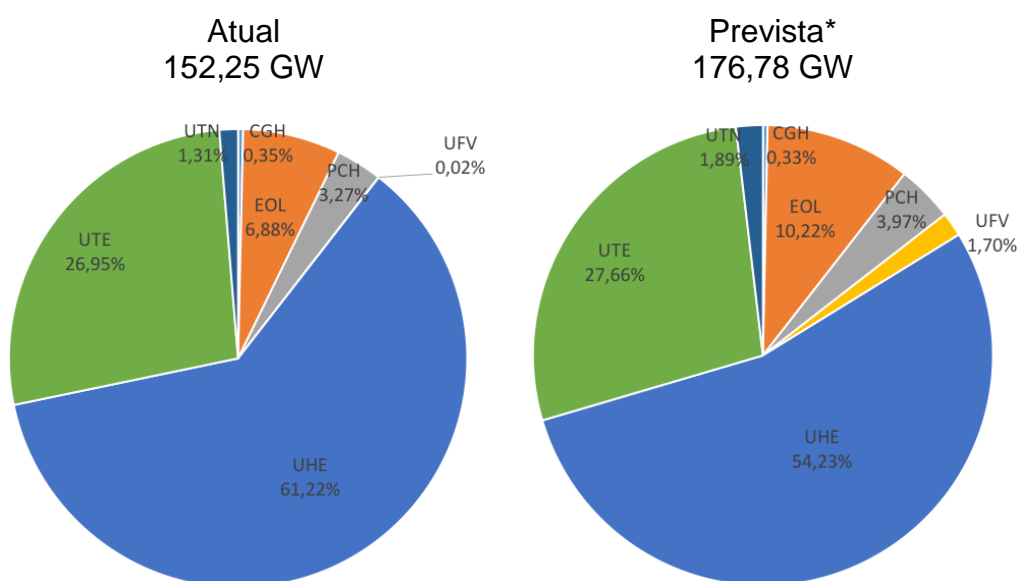
Por sua vez, as fontes controláveis são aptas à modulação e adaptáveis à característica da curva de demanda, podendo ser despachadas segundo as necessidades operacionais do sistema. Podem ser citadas as hidrelétricas com reservatório e as termelétricas flexíveis.

De acordo com Tolmasquim (2016), a expansão de fontes renováveis intermitentes, de característica não controlável, como eólica e solar, aliada à redução das hidrelétricas com reservatório, aumentam a necessidade de se dispor de fontes termelétricas flexíveis, por isso controláveis, para garantir o atendimento ao mercado. Ainda segundo Tolmasquim (2017), *“a termelétrica a gás natural tem sido apontada como uma tecnologia adequada para ser acionada nos períodos de indisponibilidade da geração a partir dos ventos e do sol.”* (pg. 9).

Segundo o Banco de Informações de Geração, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2017), o Brasil possui no total 4.667 empreendimentos em operação, totalizando 152,25 GW de potência instalada. Desse total, 2.927 correspondem a empreendimentos

termelétricos, que respondem por 41,03 GW, ou 26,95% da potência total instalada.

Ainda segundo ANEEL (2017), considerando os empreendimentos atualmente em construção e os previstos que ainda não foram iniciados, as usinas termelétricas deverão responder por 27,66% da capacidade de geração do País, nos próximos anos. A figura 1 apresenta a situação atual e a projeção prevista para a matriz elétrica brasileira a partir de seus insumos de geração.



* Considerando novos empreendimentos já outorgados e não concluídos

Fonte: ANEEL (2017)

Figura 3 – Potência Total Instalada

2.5. Riscos em Geração Termelétrica

2.5.1. Definição de Risco

Em projetos de infraestrutura, segundo IRWIN (1997), risco representa os acontecimentos que podem reduzir a expectativa de retorno do investidor. Para GRAEFF (2011), risco pode ser definido como a ocorrência de um evento desfavorável, imprevisto ou de difícil previsão, que onera demasiadamente os encargos contratuais de uma ou de ambas as partes, afetando a rentabilidade do projeto e a consecução de seus objetivos.

JORION (1998) oferece um ponto de vista alternativo, incluindo resultados que proporcionem perdas e ganhos:

Embora o termo risco na linguagem moderna signifique “perigo de perda”, a teoria de finanças o define como “dispersão de resultados inesperados, devido a oscilações nas variáveis financeiras”. Assim, os desvios positivos e negativos devem ser vistos como fontes de risco.

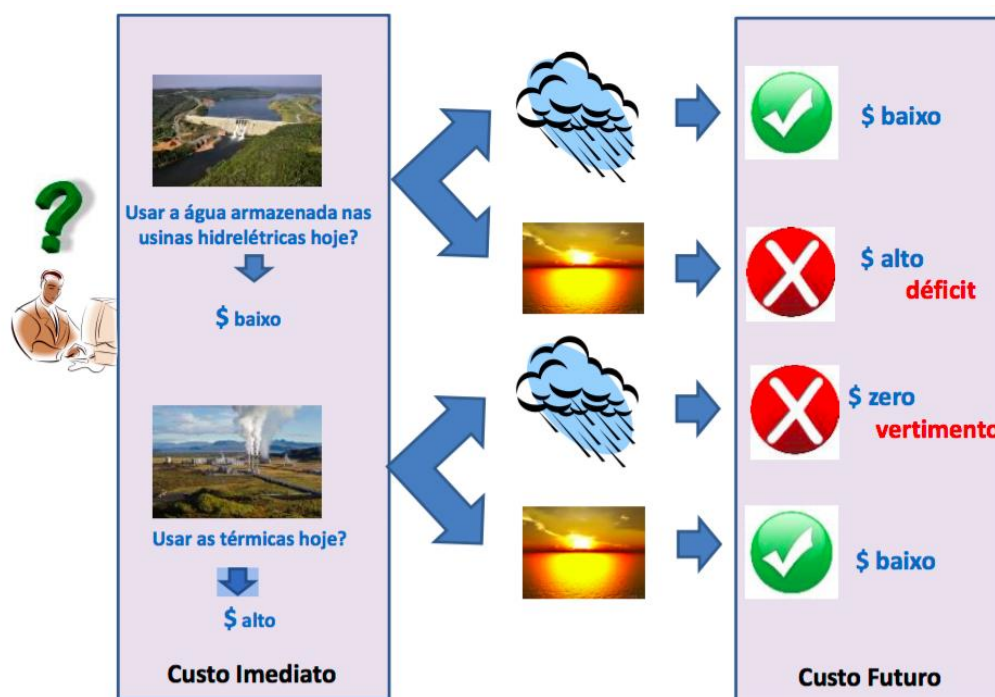
No presente trabalho, esses conceitos são essenciais para avaliar o grau de exposição ao risco em que se inserem os empreendimentos termelétricos importadores de combustíveis, bem como definir entre quais agentes o risco deve ser alocado.

2.5.2. Riscos de Operação do Sistema

Segundo Tolmasquim (2016), a oferta, imediata ou potencial, de energia hidrelétrica interfere nas decisões de despacho termelétrico, e está sujeita a fundamentos específicos do modelo brasileiro, a saber: i) a volatilidade interanual, decorrente da variação hídrica observada nas bacias brasileiras ao longo do anos, apresentando pouca aderência à média anual, o que reduz a previsibilidade; ii) a sazonalidade intra-anual, que contribui para uma grande diferença de vazões entre os períodos seco e úmido; iii) a

complementaridade regional, resultante da diversidade climática e da extensão territorial brasileira, o que possibilita vazões acima da média na região Sul em períodos de estiagem no restante do país; e iv) a dependência do momento e das circunstâncias na tomada de decisões, em razão de perdas potenciais.

Desse conceito, advém o que Tolmasquim (2016) convencionou denominar Dilema do Operador. Nessa condição, o operador deve escolher entre despachar hidrelétricas e utilizar a água armazenada no reservatório, ou, em seu lugar, despachar usinas termelétricas. A partir disso, o operador opta por revisar sua decisão de despacho periodicamente, como forma de ajustá-la às condições hidrológicas. A figura 4 ilustra esse conceito.



Fonte: Tolmasquim (2016)

Figura 4 – Dilema do Operador

Na primeira hipótese, caso as condições hidrológicas permaneçam favoráveis, a decisão foi economicamente correta, uma vez que as hidrelétricas possuem menor custo operacional e os reservatórios serão

repostos pelas novas vazões. Entretanto, em caso de estiagem, poderá ocorrer déficit em razão da indisponibilidade hídrica, e o custo torna-se elevado.

Por outro lado, se o operador escolhe a segunda hipótese, despachar termelétricas, haverá manutenção dos níveis do reservatório. Caso ocorra chuva, poderá haver vertimento decorrente do reservatório cheio, e haverá desperdício. Entretanto, caso não chova, a manutenção do reservatório possibilitará maior segurança energética, e a decisão pelo despacho térmico mostra-se a mais acertada.

Conforme já mencionado, os contratos de suprimento de combustíveis devem remunerar os investimentos de capital intensivos, despendidos com a construção das infraestruturas essenciais.

Entretanto, a decisão de despacho pode ser revista periodicamente. Isso expõe o empreendedor termelétrico ao risco de assumir contratos de combustíveis de longo prazo, com o intuito de garantir o suprimento e obter melhores preços, mas não ser remunerado por isso, uma vez que a decisão de despacho pode lhe ser desfavorável.

2.5.3. Riscos de garantia de suprimento de combustível

Conforme anteriormente mencionado, em contratos por disponibilidade, o empreendedor recebe remuneração, proporcional ao seu investimento de capital, para manter disponível seu parque gerador para o Sistema Interligado Nacional. Tal condição requer a manutenção da capacidade de geração, o que inclui a garantia de disponibilidade de combustíveis. Caso não consiga comprovar capacidade imediata de geração, o empreendedor pode ser punido com a perda parcial ou total de Garantia Física, impedindo-o de vender energia ao mercado (CCEE, 2010).

Nesse contexto, podemos citar o Termo de Compromisso assinado entre ANEEL e Petrobras em 2007 em razão de falhas de suprimento de gás natural. A Petrobras, principal fornecedor de gás natural do mercado brasileiro (MME, 2017), detinha o contrato de fornecimento com quase todos os empreendedores termelétricos que utilizavam esse combustível.

Segundo ANEEL (2007), o ONS realizou despacho de diversas usinas, seguindo orientação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o intuito de verificar a real disponibilidade de gás natural. O resultado desse teste, ocorrido em dezembro de 2006, foi a comprovação da indisponibilidade do combustível, “comprometendo assim o atendimento a um despacho simultâneo com base na capacidade máxima de geração”. A Petrobras alegou que a indisponibilidade decorreu de adversidades na infraestrutura de fornecimento de gás natural.

A Agência Reguladora e a empresa celebraram, então, um Termo de Compromisso, que estabelecia, entre outros pontos, a redução do valor do Custo Variável Unitário⁵ (CVU) da usina e multa a ser paga pela Petrobras sempre que a potência disponibilizada em um determinado mês, por alguma usina, fosse inferior à estabelecida em despacho do ONS, por ordem de mérito ou teste, em função da falta de combustível.

Dessa forma, o Termo de Compromisso estabeleceu punição tanto para o empreendedor termelétrico, ao impactar o valor de referência para sua remuneração variável, como para o supridor do combustível, estabelecendo multa calculada segundo o custo da energia que deixou de ser gerada (ANEEL, 2007).

Segundo SAUER (2011), a necessidade de manutenção da disponibilidade da usina para o Sistema Elétrico Interligado não impacta somente na escolha dos contratos de suprimento de combustíveis, com também deve

⁵ O Custo Variável Unitário é o valor do custo variável, para cada MWh gerado pela Usina, expresso em R\$/MWh, informado pelo Agente Gerador, necessário para cobrir todos os custos de operação da Usina, exceto os já cobertos pela Receita Fixa (CCEE, 2010).

ser avaliada de forma ampla e envolvendo múltiplas formas de oferta. Para ele:

Tornar tais usinas operacionais em um regime de complementação hidrotérmica exige a utilização de mecanismos de flexibilização da cadeia gasífera, seja pelo lado da oferta – a partir da produção local advinda de fontes de gás associado e não associado ou da importação sazonal de GNL – seja pelo lado da demanda; através de relações contratuais mais exigíveis que viabilizem a otimização das diversas fontes de energia disponíveis na matriz energética brasileira.

Dessa forma, a flexibilidade no fornecimento do combustível constitui elemento mitigador de risco para o empreendedor termelétrico, mas que, conforme comprovado, tem aplicabilidade limitada em contratos de disponibilidade entre o agente gerador e o Sistema Interligado Nacional.

2.5.4. Riscos de preços de combustíveis

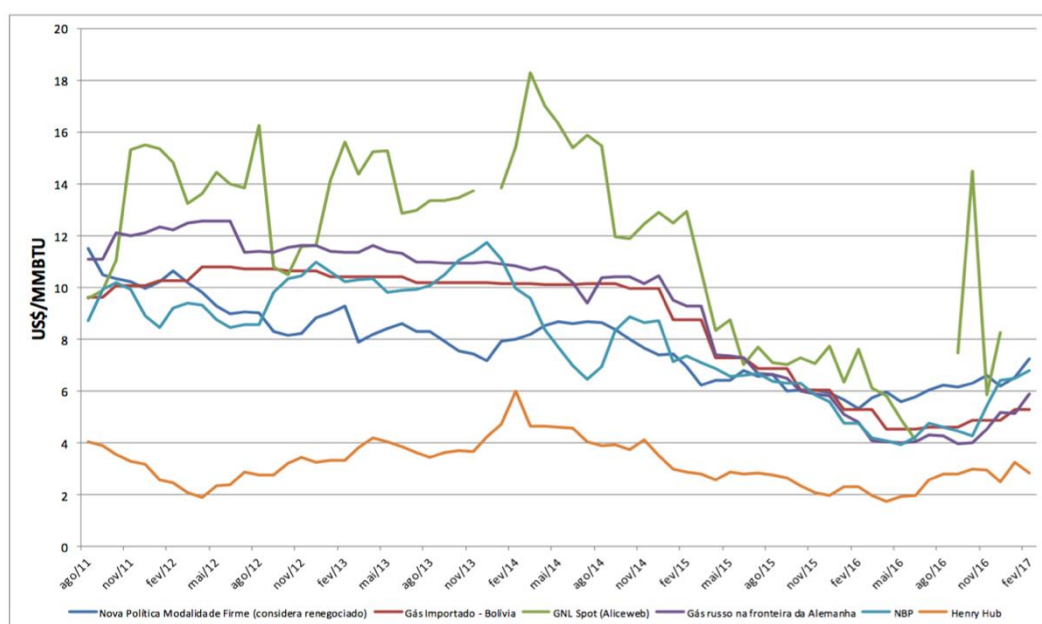
Segundo ANP (2010), atualmente, os preços de gás natural são livremente negociados entre as partes e expressos contratualmente, cabendo à ANP a arbitragem de conflitos na tarifa de transporte.

No caso dos contratos atrelados ao fornecimento de gás natural boliviano, o preço do gás natural é composto pela soma de uma parcela correspondente ao custo do produto (PG) e outra relativa à tarifa de transporte. Enquanto a tarifa é reajusta anualmente segundo metodologia pré-definida, a parcela PG sofre interferência da flutuação de preços internacionais, conforme descrito em ANP (2010):

A parcela PG evolui trimestralmente atrelada ao reajuste da cesta de óleos combustíveis, composta de um óleo pesado (HSFO) e dois óleos leves (LSFO) com cotações no golfo americano e no sul e no norte da Europa, onde o óleo HSFO tem um peso de 50% na fórmula enquanto os dois óleos LSFO têm um peso de 25% cada.

Ainda de acordo com o mesmo documento, a partir de 2008, a Petrobras iniciou processo de negociação de novos contratos de fornecimento com as distribuidoras estaduais, instituindo uma nova política de preços que passou a ser constituído pela soma de uma Parcela Fixa (PF), atualizada anualmente pelo IGP-M, com uma Parcela Variável (PV), reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio.

Essa vinculação a uma cesta de óleos e ao câmbio introduz elementos de volatilidade ao preço do gás natural vendido no Brasil. Conforme registrado no gráfico abaixo, retirado de MME (2017), os preços da Nova Política (Modalidade Firme) e do gás importado da Bolívia acompanham a tendência dos preços internacionais de energéticos.



Fonte: MME (2017)

Figura 5 – Histórico de Preços do Gás Natural

Dessa forma, a depender da cotação internacional, os preços domésticos de gás natural podem sofrer mudanças significativas. Tais variações podem impactar na competitividade do gás natural frente a outros energéticos, o que pode repercutir nos demais elos da cadeia, incluindo a geração termelétrica a partir desse combustível.

A Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2007, estabeleceu os critérios de reajuste tarifário para fins de elaboração dos Editais dos Leilões de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos e dos respectivos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs. Segundo disposto no art. 2º desta Portaria, do montante pago ao empreendedor termelétrico, a parcela relativa à remuneração por consumo de combustíveis pode ser reajustada conforme uma cesta de energéticos, segundo índices pré-estabelecidos.

Dessa forma, o risco a que o agente termelétrico estaria exposto em razão da variação do preço do combustível acaba sendo realocado. Como o reajuste da remuneração do agente gerador pode refletir as variações dos contratos de suprimento de insumos energéticos, recai sobre o mercado consumidor de energia elétrica os riscos advindos de tal variação.

2.6. Alocação de Riscos

Quanto à alocação de riscos, é relevante registrar o conceito de KERF (1998), em que os riscos devem ser suportados pela parte que tem as melhores condições para avaliar, controlar e gerenciar ou a parte com melhor acesso a instrumentos de cobertura, a maior capacidade para diversificar, ou o menor custo para suportá-los.

Para IRWIN (1997), existem dois fatores que devem ser levados em consideração na alocação dos riscos: primeiro, o grau em que o agente pode influenciar ou controlar o resultado sujeito a riscos; segundo, a capacidade do agente em suportar o risco com menor custo. RIBEIRO

(2010) estabeleceu critérios objetivos para alocação de riscos em concessões públicas, os quais podemos transportar parcialmente para o caso da geração termelétrica a gás natural. São eles:

- **Critério 1:** Quem pode, ao menor custo, reduzir as chances de que a perda venha a se materializar ou, caso não seja possível, mitigar as perdas resultantes. Normalmente, essa parte é aquela que tem maior controle sobre o risco em questão, ou sobre suas consequências.
- **Critério 2:** Não se deve atribuir risco aos agentes econômicos que podem externalizar suas perdas. O Estado pode transferir todos os seus custos para os contribuintes. Perdas sofridas pelo Erário não induzem a uma administração mais eficiente de custos.
- **Critério 3:** É mais eficiente que o Estado assuma o risco quando: i) os riscos não encontrarem cobertura no mercado; ou ii) os prêmios forem proibitivos.

Dessa forma, tomando por base os critérios 2 e 3 de RIBEIRO (2010) se o custo de assunção de determinado risco pelo parceiro privado é baixo, não seria adequado onerar o usuário do serviço público relativamente a esse risco.

3. Metodologia

3.1. O procedimento e o instrumento de Coleta de Dados

Para atingir os objetivos deste trabalho, a metodologia adotada envolveu três etapas. Na primeira delas, descrita no item 2, foi realizada a revisão do referencial teórico da cadeia de suprimento de gás natural, da geração de energia elétrica e de mecanismos de alocação de riscos.

Em seguida, baseado no conhecimento consolidado da etapa anterior e fazendo uso de pesquisa empírica documental, são apresentados dados do histórico de operação de dois empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da combustão de gás natural importado.

Na última etapa, são analisados os aspectos relacionados à alocação dos riscos no suprimento de energia, a partir do suprimento de insumos mediante importação.

O universo analisado compreende os empreendimentos brasileiros voltados para a geração de energia elétrica, e que possuem, como alternativa de suprimento, combustível de origem exclusivamente importada.

A coleta de dados para este estudo foi realizada majoritariamente entre os informativos periódicos que tratam de oferta e consumo de gás natural e de energia elétrica disponíveis e de acesso público.

As principais fontes são órgãos públicos responsáveis pelo monitoramento do mercado energético nacional, tais como o Ministério de Minas e Energia – MME, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, bem como a Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

3.2. Limitações do Estudo

A principal limitação desse estudo de caso está relacionada ao quão pouco significativa a amostra pode ser considerada para indicar o problema como um todo. Dessa forma, podemos identificar, entre as limitações mais evidentes dos estudos de caso apontadas por BULGANOV (1998), talvez a que mais se estão bastante relacionadas ao presente trabalho decorre do fato de “não representar o setor como um todo, ou mesmo os seus segmentos, mas apenas o caso ou casos analisados”.

Adicionalmente, ainda segundo o mesmo autor, “a análise baseada na interpretação subjetiva de dados impossibilita a realização de testes estatísticos sobre a significância de cada fator identificado” (BULGACOV, 1998). Relacionando com o estudo de caso deste trabalho, a relação entre causa e efeito pode requerer amparo em elementos pouco objetivos, vinculados a conceitos do autor.

YIN (1996) menciona uma limitação adicional, observada na metodologia de um estudo de caso único, mas que pode se aplicar ao presente trabalho. Para ele, a vulnerabilidade potencial deste tipo de pesquisa acaba não sendo o caso que se imaginava que fosse de início, não tendo as características que se julgam necessárias para que ele seja suficiente por si só.

4. Análise

4.1. Alocação de Riscos em Geração Termelétrica

A tomada de decisão quanto à construção de empreendimento de geração termelétrica envolve um conjunto de variáveis que podem impactar no retorno financeiro do capital investido. No atual estágio de maturação do mercado, os riscos são alocados de forma eficiente, em razão de um arcabouço regulatório robusto aplicável ao setor.

As incertezas quanto ao despacho provocariam riscos incontornáveis se não houvesse a remuneração por disponibilidade. Como o gerador termelétrico recebe renda anual fixa que financia seus custos fixos, incluindo despesa de depreciação e os fluxos de remuneração do capital investido, recai sobre o consumidor de energia elétrica o risco que estaria associado à incerteza de remuneração do capital investido na construção da usina.

Em relação às incertezas quanto à garantia de suprimento de GN, adotando como exemplo o caso do Termo de Compromisso firmado entre ANEEL e Petrobras, citado no presente trabalho, o risco é, em grande medida, transferido ao supridor de combustível. Dessa forma, a multa que lhe é atribuída reflete o custo da energia não gerada no momento da falta de suprimento.

O mecanismo adotado pela ANEEL constitui importante papel na mitigação do risco de suprimento, uma vez que expõe o fornecedor de combustível a custos de grande monta e alheios ao seu mercado, ligados à flutuação do mercado de curto prazo de energia elétrica. Isso contribui para que o agente priorize esse suprimento em detrimento a outros que não implicam em punição tão severa.

No que diz respeito à indefinição do despacho na operação do sistema, o risco associado a essa imprevisibilidade recai sobre o gerador termelétrico. A necessidade de celebração de contrato de suprimento de combustível para garantir a disponibilidade gera custos diretos, uma vez que, conforme anteriormente mencionado, os contratos de suprimento firme de gás natural tendem a remunerar o capital investido na infraestrutura destinada ao suprimento desse insumo.

Para mitigar esse risco, o gerador pode adotar uma estratégia em que, nos períodos de preços de energia baixos, o empreendimento deixa de operar e armazena o combustível do *Take-or-Pay*. Nessa situação, é necessário que o agente compre energia no mercado de curto prazo para honrar seus compromissos de geração. Quando o preço da energia estiver mais elevado, o agente despacha a usina a partir do volume de *Take-or-Pay* de seu contrato, maximizando sua remuneração.

Quanto à possibilidade de elevação de preços do GN, conforme mencionado anteriormente, o ajuste da remuneração do empreendedor termelétrico pode ser indexado aos mesmos indicadores que interferem na precificação do gás natural. Dessa forma, o risco decorrente da flutuação do preço do combustível é alocado no Sistema Interligado Nacional, sendo transferido ao consumidor final. Essa alocação é aderente ao critério 3 de RIBEIRO (2010), citado neste trabalho.

A tabela 1 oferece uma proposta de Matriz de Risco, obtida a partir do referencial teórico formulado no presente trabalho.

Tabela 1 – Matriz de Riscos na Geração Termelétrica

Riscos	Descrição	Alocação	Mitigação
Incerteza quanto ao retorno do capital investido na construção da UTE	Gerador termelétrico constrói a usina e necessita de garantia de retorno do capital investido em cenário de incerteza de despacho	Sistema Interligado Nacional (consumidor de energia elétrica)	O mercado remunera o gerador termelétrico em função de sua disponibilidade
Indefinição de despacho na operação do sistema	Inexistência de previsibilidade de despacho que obriga o gerador termelétrico a contratar combustível para manter disponibilidade, gerando custos de oportunidade	Gerador Termelétrico	Geração nos períodos em que a energia no mercado de curto prazo estiver mais cara, minimizando o risco de uso da parcela de <i>Take-or-Pay</i>
Incertezas quanto à garantia de suprimento de GN	Agente termelétrico impossibilitado de gerar energia em razão de falta de suprimento de combustível	Supridor de gás natural e Gerador Termelétrico	Contratação que permita punição ao supridor de gás natural, de forma a lhe transferir custos da geração não ocorrida por falta de combustível
Elevação de Preços do GN	Gerador termelétrico tem sua remuneração variável reduzida em razão da elevação do preço do combustível utilizado para geração.	Sistema Interligado Nacional (consumidor de energia elétrica)	Mecanismos de correção de CVU seguindo critérios similares aos dos ajustes de preços do gás natural

4.2. UTE Mário Covas

Segundo MME (2017), a UTE Mário Covas está localizada na capital do Mato Grosso, Cuiabá, e possui capacidade de geração de 480 MW. Por operar em ciclo combinado, a UTE apresenta elevada eficiência energética.

Com característica de bicomcombustível, a UTE pode operar a partir da combustão tanto de óleo como de gás natural. Os desafios logísticos envolvidos na operação de suprimento constituem principal fator a ser considerado na escolha do combustível.

Para operar a partir do consumo de óleo, a UTE Cuiabá requereria cerca de 85 caminhões tanque por dia de operação, o que restringe sobremaneira a decisão pelo uso desse combustível.

Para abastecer a termelétrica, optou-se, então, pela construção do gasoduto Lateral-Cuiabá, conhecido como Projeto Integrado Cuiabá – PIC, com extensão de 629 quilômetros. O trecho boliviano, com extensão de 362 quilômetros, se inicia na cidade de Chiquitos e termina na cidade de São Matias, e o brasileiro, com extensão de 267 quilômetros, começa no município de Cáceres e vai até Cuiabá. No projeto, foram investidos aproximadamente US\$ 750 milhões, constituindo um dos maiores investimentos privados da história de Mato Grosso. A figura 1 mostra o traçado do gasoduto Lateral-Cuiabá.



Figura 6 – Gasoduto Lateral-Cuiabá

Em pleno funcionamento, a usina térmica de Cuiabá consome 2,2 milhões m³/dia de gás natural. O restante da demanda do Estado do Mato Grosso

também é atendido pelo gasoduto, cuja capacidade de transporte é de 2,8 milhões m³/dia.

Originalmente, a usina possuía contrato de fornecimento de energia elétrica com a empresa Furnas para gerar 480 MW, e outro contrato de recebimento de 2,2 milhões de metros cúbicos diários de gás natural celebrado com a empresa Andina, da Bolívia.

Entretanto, a partir de uma mudança na legislação boliviana, ocorrida em março de 2006 e implementada no primeiro semestre de 2007, a empresa Andina deixou de existir e foi atribuída à *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* – YPFB a exclusividade do exercício de exportação de gás natural naquele país.

A partir desse período, o governo boliviano manifestou sua inconformidade ao governo brasileiro quanto ao preço de gás natural fornecido à UTE, menor do que o praticado no contrato de fornecimento de gás às regiões Sul e Sudeste do Brasil por meio do gasoduto Bolívia-Brasil. Após algumas tratativas comerciais e diplomáticas, foi celebrado ajuste do preço contratual, nos termos solicitados pelas autoridades bolivianas.

A despeito disso, a partir de agosto de 2007 o fornecimento de gás pela Bolívia à UTE Cuiabá foi totalmente interrompido ocasionando a indisponibilidade dessa térmica. Como consequência, o contrato de compra e venda de energia elétrica, firmado entre a EPE e Furnas Centrais Elétricas S.A. foi extinto por força de uma sentença arbitral, de 20 de outubro de 2009.

Em 12 de julho de 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.008, a transferência da autorização da Usina Termelétrica Cuiabá, outorgada por meio da Resolução Autorizativa nº 09, de 13 de janeiro de 1998. A autorização passou da EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda. para a empresa Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. O Contrato de Locação e Outras

Avenças (Contrato de Arrendamento) firmado entre a EPE e a Petrobras teve vigência até 31 de dezembro de 2013, prorrogado posteriormente por mais dois anos.

Após longo período sem suprimento (desde 2007), em setembro de 2011, a Petrobras e a YPFB assinaram o Aditivo nº 5, com validade de um ano e prorrogado uma vez por igual período, ao Contrato de Compra e Venda de Gás Natural (GSA), celebrado em 16 de agosto de 1996, cujo objeto original era somente o fornecimento de gás por meio do Gasbol. O Aditivo nº 5 incluiu nesse GSA um ponto de entrega adicional, localizado em San Matias, na fronteira boliviano-brasileira, na interligação dos Gasodutos GasOriente Boliviano e GasOcidente Mato Grosso (GOM ou Lateral-Cuiabá), permitindo assim o atendimento à UTE Mário Covas.

Como pode ser visto no gráfico 1, que contém o histórico de consumo da UTE Cuiabá após a assinatura do Aditivo 5 ao GSA, o fornecimento se deu entre os meses de abril de 2012 e setembro de 2013, sendo essa última a data em que o Aditivo teve seu prazo de validade expirado. Após esse período, em fevereiro de 2014, novo aditivo foi celebrado, nos mesmos termos do anterior, permitindo suprimento durante os dois anos seguintes (MME, 2016).

Figura 7 – Gráfico do histórico de consumo de gás natural na UTE Cuiabá sob o amparo do Aditivo nº 5

Após a interrupção do fornecimento em janeiro, o governo brasileiro voltou a se envolver para viabilizar negociações para prorrogação do suprimento de gás natural por meio do Gasbol, cujo contrato expira em 2019. A necessidade de envolvimento governamental se mostrou evidente a partir das recusas oriundas da YPFB, controlada pelo governo boliviano, em celebrar contratos com empresas privadas brasileiras.

No atual momento histórico, é possível perceber um forte componente ideológico nos critérios impostos pelos agentes bolivianos na escolha de seus parceiros comerciais, o que indiscutivelmente interferiu na decisão pela interrupção, em 2007, do fornecimento de gás natural à UTE Cuiabá enquanto esse empreendimento esteve sob domínio de ente privado. Conforme discorrido anteriormente, o suprimento somente voltou a ocorrer após arrendamento da usina à Petrobras, que realizou contratação diretamente com a YPFB.

4.3. UTE Uruguaiana

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG⁶) da Agência Nacional de Energia Elétrica, a usina termelétrica de Uruguaiana pertence AES Uruguaiana, companhia de geração de energia termelétrica a gás natural localizada no Estado do Rio Grande do Sul que possui capacidade instalada de 639,9 MW. A usina possui duas turbinas de combustão com capacidade de 187,5 MW cada e uma turbina a vapor (265 MW). Essa empresa é integrante do grupo AES Brasil. Segundo informações de seu sítio eletrônico⁷, a AES Brasil possui parque gerador com cerca de 3.300 MW instalados em São Paulo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul.

A UTE foi inserida no Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT por meio da Portaria MME nº 52, de 14 de abril de 2004 (MME, 2004). Segundo disposto no art. 1º da Lei 10.312, de 27 de novembro de 2001, o enquadramento nesse regime garantiu isenção dos tributos PIS/COFINS nos contratos de compra de gás natural importado. O gás natural utilizado pela usina é fornecido pelo gasoduto da Transportadora Sul Brasileira de Gás – TSB, que liga o município de Uruguaiana, onde se situa a UTE, à malha de gasodutos da Argentina.

A partir de 2004, após enfrentar problemas de desabastecimento interno, a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* – YPF, estatal argentina que assinou contrato de fornecimento de gás, restringiu o envio do insumo para o Brasil, chegando a cortar o fornecimento em determinados períodos. O governo argentino chegou a tributar em 100% o gás natural exportado para o Brasil.

A partir da interrupção do suprimento, a AES ingressou com ação de arbitragem comercial contra a YPF, objetivando reparação de danos decorrentes do descumprimento do contrato de fornecimento de

⁶ BIG/ANEEL. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Empreendimento/ResumoUsina.asp>

⁷ Sítio da AES Brasil. AES no Brasil. 2016. Pesquisado em 07/06/2017. <http://www.aesbrasil.com.br/ogruppo/conteudo/aesnobrasil>

combustível. Essa ação dificultou as tratativas comerciais entre as duas empresas (CBE, 2008).

Em razão dos problemas de abastecimento de gás natural, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS constatou indisponibilidade de geração por parte da UTE Uruguaiana. Esse fato levou o Ministério de Minas e Energia a adequar a Garantia Física – GF da usina aos valores observados de capacidade de geração. A Portaria MME nº 153, de 30 de março de 2005 redefiniu a GF de 565 MW para 217 MW. Em 2008, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL reduziu a GF para 165 MW e, ainda no mesmo ano, para zero, a partir da Resolução Normativa nº 340, de 25 de novembro de 2008 (ANEEL, 2008). A geradora teve paralisadas suas operações em abril de 2009, devido à ausência de suprimento do gás contratado da Argentina.

Em 2013, no intuito de restabelecer o fornecimento de gás natural para a UTE Uruguaiana, os governos de Brasil e Argentina assinaram aditivo a um Memorando de Entendimento – MdE sobre Intercâmbio de Energia Elétrica, que passou a prever a possibilidade de regime de livre trânsito pela malha de gasodutos argentina, sem que fossem cobrados tributos de qualquer natureza sobre o volume do energético transportado.

Posteriormente, através da Portaria nº 1, de 3 de janeiro de 2013, o Ministério autorizou a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – Sulgás, concessionária que presta o serviço local de distribuição de gás natural, a exercer a atividade de importação de gás natural oriundo da Argentina por meio do Trecho 1 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre – GASUP, pertencente à Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB, com validade até 31 de dezembro de 2013, tendo sido prorrogada posteriormente.

A Sulgás comprou o GNL da Petrobras junto ao terminal de regaseificação da Argentina e, naquele país, amparado pelo MdE, firmou os contratos de regaseificação e transporte de gás natural. Por ser a proprietária do gás

natural enquanto fora do País, e sendo a empresa designada pelo governo brasileiro para esse fim, coube à Sulgás arcar com o custeio advindo da movimentação do insumo pela malha de gasodutos pertencente à Argentina e repassá-los para a usina. Após ser transportado até a UTE Uruguaiana, o gás natural foi vendido pela Sulgás à empresa que administra a usina, a AES Brasil.

A usina operou a partir desse arranjo no início dos anos de 2013, 2014 e 2015, período em que a crise hídrica atingiu seu momento mais crítico. A geração de energia se justificou a partir de solicitação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que alegou razões elétricas de suprimento.

Por envolver um arranjo comercial complexo e decisões de despacho de caráter emergencial, o fornecimento de gás à UTE Uruguaiana no âmbito do MdE se deu em custos mais altos do que os originalmente atribuídos ao contrato original de fornecimento, objeto de litígio comercial entre as empresas YPF e AES Brasil.

Durante esse período, a UTE pode remunerar seu capital investido, mas a modalidade de despacho emergencial não permite qualquer perspectiva de contratação perene. O suprimento esporádico de combustível não viabiliza contratação com o Sistema Interligado Nacional – SIN, dada a impossibilidade de se restabelecer sua Garantia Física.

Apesar de não existir nenhum ponto de conexão entre a UTE Uruguaiana e a malha brasileira de transporte de gás natural, há autorização para a construção de um gasoduto de 520 quilômetros que propiciaria essa conexão. Entretanto, um projeto com esse porte requereria investimentos financeiros de grande monta. Dadas as condições de suprimento de gás a partir da Argentina, as perspectivas de viabilidade desse empreendimento se apresentam bastante limitadas.

4.4. Alocação de riscos em caso de interrupção de fornecimento de combustível em contratos internacionais

No caso dos empreendimentos tratados no presente capítulo, UTEs Mário Covas e Uruguaiana, a interrupção do suprimento de combustível impossibilitou a manutenção de seus contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), uma vez que foi atestada a indisponibilidade das usinas.

Em decorrências disso, os agentes deixaram de perceber aquilo que MARTINS (2008) descreveu como a renda anual relacionada à remuneração sobre seus investimentos. Ao terem sua Garantia Física anulada, recaiu sobre os geradores termelétricos o risco relacionado à incerteza quanto ao retorno do capital investido na construção da UTE. Nesse contexto, o gerador termelétrico acabou exposto a riscos não previstos no momento da decisão da construção do empreendimento.

Também passou a ser alocado sobre o gerador o risco associado à ausência de garantia de suprimento de combustível, uma vez que a legislação brasileira não abrange sanções aplicáveis a fornecedores estrangeiros, o que impede a Agência Reguladora de lhe atribuir multas ou sanções.

Importante reiterar que, no caso da UTE Uruguaiana, o empreendedor buscou acionar arbitragem internacional para resolução do conflito. Entretanto, as decisões nessas instâncias internacionais são proferidas após transcorrido longo prazo, o que permite que a interrupção do suprimento perdure por todo esse período. Dessa forma, mesmo que a decisão seja favorável ao gerador, esse arranjo pode comprometer significativamente o fluxo de caixa da empresa, impedindo a remuneração do capital investido.

Por sua vez, o risco relacionado à variação dos preços de combustíveis permaneceu depositado sobre o consumidor de energia elétrica, uma vez que os custos advindos com o suprimento extraordinário de combustível

acabaram sendo remunerados pelos Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

A tabela 2 apresenta a alocação de riscos no estudo de casos do presente trabalho. Conforme pode ser constatado, diferentemente do que ocorre na tabela 1, o risco decorrente do não fornecimento de combustível recai sobre o agente gerador, que perde os meios de remunerar o capital investido em seu empreendimento.

Tabela 2 – Matriz de Riscos Aplicada

Riscos	Descrição	Alocação	Mitigação
Incerteza quanto ao retorno do capital investido na construção da UTE	Gerador termelétrico constrói a usina e necessita de garantia de retorno do capital investido em cenário de incerteza de despacho	Gerador Termelétrico	O mercado remunera o gerador termelétrico em função de sua disponibilidade
Indefinição de despacho na operação do sistema	Inexistência de previsibilidade de despacho que obriga o gerador termelétrico a contratar combustível para manter disponibilidade, gerando custos de oportunidade	Não se aplica	Nesse caso, o gerador não mais se encontra disponível, não sendo obrigado a manter contratos de suprimento de combustível
Incertezas quanto à garantia de suprimento de GN	Agente termelétrico impossibilitado de gerar energia em razão de falta de suprimento de combustível	Gerador Termelétrico	Contratação que permita punição ao supridor de gás natural, de forma a lhe transferir custos da geração não ocorrida por falta de combustível
Elevação de Preços do GN	Gerador termelétrico tem sua remuneração variável reduzida em razão da elevação do preço do combustível utilizado para geração.	Sistema Interligado Nacional	Mecanismos de correção de CVU seguindo critérios similares aos dos ajustes de preços do gás natural

4.5. Alternativas

O cenário econômico na Argentina, aliado às recentes mudanças de sua matriz energética, têm constituído fatores relevantes na forma como o país tem consumido energia. Segundo registrado em MME (janeiro de 2016), recentemente, a Argentina passou a demandar ainda mais energia elétrica, sobretudo no período do verão.

De acordo com ONS (2017), tradicionalmente, o Brasil exporta energia elétrica para a Argentina por meio de intercâmbio compensado. Além dessa modalidade, algumas usinas geram exclusivamente para exportação de energia, em condições de sobra de geração para o mercado interno.

No atual cenário, em que se registra excesso de energia contratada, uma alternativa viável de recuperação de investimento pode ser a exportação de energia para a Argentina. Algumas usinas têm buscado viabilizar essa alternativa, e aquelas estudadas no presente trabalho não estão em situação diferente.

4.5.1. Análise do caminho adotado pela UTE Mário Covas

Nesse cenário, o Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria MME nº 454, de 6 de setembro de 2016, autorizou a EPE, proprietária da UTE Mario Covas, a exportar para a Argentina até 480 MW de potência e respectiva energia elétrica gerada exclusivamente pela UTE Mario Covas, através da Estação Conversora de Frequência de Garabi, localizada no Município de Garruchos, Estado do Rio Grande do Sul, na fronteira do Brasil com a Argentina, até 31 de março de 2017.

Conforme o próprio dispositivo, a UTE Cuiabá não possui Garantia Física durante a vigência dessa Portaria, estando a totalidade de sua geração

destinada a essa operação de exportação, descontados o consumo interno e as perdas no sistema elétrico. A exportação de energia objeto dessa autorização é totalmente atrelada ao volume de energia gerado na UTE Mário Covas. Dessa forma, conforme delimitado pela autorização, em caso de indisponibilidade total ou parcial da usina, a exportação de energia deve ser interrompida ou reduzida na mesma proporção da indisponibilidade.

O ONS tem a incumbência de definir a disponibilidade da usina, que deve ser atualizada semanalmente, tendo como referência os Programas Mensais de Operação - PMO e suas revisões, podendo ser ajustado conforme Programação Diária de Operação ou mesmo por necessidades em tempo real, observadas diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

Para viabilizar o suprimento de gás natural à usina, o Ministério também publicou a Portaria MME nº 502, de 24 de outubro 2016, que autoriza a EPE a exercer atividade de importação de 2,3 milhões m³ por dia de gás natural, em regime extraordinário, a partir da Bolívia.

Mesmo não contando com Garantia Física, e por isso, impossibilitada de ofertar energia elétrica para o mercado regulado, a UTE Mário Covas obteve autorização para exportar energia elétrica para a Argentina. Isso pode contribuir para a redução dos prejuízos advindos da interrupção de receita oriunda de seu contrato por disponibilidade.

Necessário registrar que o sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil deve ser remunerado por essa contratação. Em razão da distância geográfica entre os pontos de geração e o de exportação para a Argentina, são demandadas medidas específicas a serem adotadas pelo ONS para viabilizar a referida exportação, que envolve o remanejamento dos montantes energéticos gerados e o devido envio ao país vizinho.

4.5.2. Proposta para UTE Uruguaiana

Diferentemente da UTE Mário Covas, a UTE Uruguaiana não possui autorização para exportar energia elétrica para a Argentina, permanecendo com poucas alternativas viáveis para manter operante seu parque gerador. É possível afirmar que essa usina possui condições facilitadoras caso opte por buscar essa solução, dada sua proximidade com a fronteira Brasil-Argentina.

Em razão de sua posição estratégica, próxima à fronteira com a Argentina e com o Uruguai, há pouca distância a ser percorrida dentro da malha de transmissão de energia elétrica brasileira, o que reduziria os custos relacionados a esse fator, sobretudo quando comparado com a UTE Cuiabá. Dessa forma, é razoável supor a viabilidade de arranjo que possibilite a geração de energia elétrica com a finalidade de exportação tanto para a Argentina, como foi autorizada a UTE Mário Covas, como para o Uruguai. A figura 8 mostra a posição da UTE Uruguaiana.



Fonte: MME⁸

Figura 8 – Posição da UTE Uruguaiana

⁸ <http://slideplayer.com.br/slide/34460/>

Para a Argentina, haveria maiores garantias de segurança energética caso houvesse condicionante de que todo o volume de gás natural fornecido à UTE Uruguaiana fosse necessariamente utilizado na geração de energia a ser exportada para aquele país. Dessa forma, deveria ser assegurado que a energia exportada ao Brasil na forma de gás natural retornasse àquele país convertida em eletricidade.

Adicionalmente, a receita auferida nessa operação contribuiria para garantir a remuneração do investimento despendido com a construção da usina, que deixou de ser remunerado com a perda de Garantia Física, e consequente impossibilidade de estabelecer contratação firme com o Sistema Interligado Nacional, bem como receber remuneração por disponibilidade.

É importante destacar que a alternativa proposta no presente trabalho contribui de forma marginal para o incremento da segurança energética brasileira, uma vez que viabiliza a permanência da infraestrutura da UTE Uruguaiana, que, não fosse esse arranjo, voltaria ao estado de hibernação não remunerada, condição que poderia levá-la a ser objeto de desmantelamento por parte de seus proprietários, como forma de recuperar parte do capital investido.

Entretanto, para conferir maior segurança jurídica ao arranjo, deveria haver um posicionamento por parte da autoridade competente para garantir que haja manutenção das condições estabelecidas mesmo que o mercado nacional venha a demandar a energia gerada em Uruguaiana. Dessa forma, não caberia condicionamento ao pleno abastecimento nacional, uma vez que não há garantias quanto à disposição por parte da Argentina em manter suprimento de gás para o caso de a usina vir a gerar para o mercado brasileiro.

5. Conclusão

Apesar de inequívocos os potenciais benefícios advindos dos intercâmbios energéticos, é necessário ter em mente que, em condições de escassez, os países tendem a priorizar o suprimento de seus mercados internos, em detrimento dos contratos celebrados com países vizinhos.

As usinas citadas no presente trabalho são localizadas em regiões próximas de fronteira, o que as tornam dependentes de suprimento externo. Em ambos os casos, as condições de abastecimento de gás natural dependem exclusivamente de contratos comerciais celebrados com empresas de outros países, uma vez que o transporte desse energético é dependente de infraestrutura dedicada.

Importante destacar que investimentos em infraestrutura energética são, tradicionalmente, intensivos de capital, e seu retorno ocorre somente em longo prazo. Dessa forma, torna-se imprescindível a adoção de mecanismos, por via diplomática, que reduzam a insegurança jurídica sistêmica registrada nos acordos que conferem lastro comercial a esses empreendimentos.

As soluções para os conflitos comerciais envolvendo usinas citadas neste documento passaram, invariavelmente, por arranjos intergovernamentais e diplomáticos. A celebração de instrumentos amparados em tratados bilaterais pode conferir melhores condições para a segurança jurídica dos contratos, algo necessário para viabilizar a construção de empreendimentos de intercâmbio energético.

Conforme se depreendeu do presente trabalho, apesar de reduzidas as possibilidades de alocação ao supridor do risco da falta de fornecimento de gás natural ao gerador termelétrico em contratos internacionais, é possível

adotar medidas mitigadoras, a partir da sinergia de interesses entre os países.

Por fim, o fornecimento de gás natural pelo país vizinho de forma condicionada à sua devolução como energia convertida pode oferecer garantias adicionais à manutenção do suprimento, viabilizando a remuneração do capital investido na construção das usinas. Entretanto, sua contribuição para a segurança energética nacional se limitaria à expectativa de manutenção de suprimento caso o Brasil venha a precisar desse montante de energia.

6. Bibliografia

AMUI, Sandoval. Petróleo e gás natural para advogados e negociadores: exploração e produção, tipos de contratos e aspectos negociais. Rio de Janeiro. Lumen Juris, 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 310/2008-SRE/ANEEL. Brasília. 13/10/2008.

____. Relatório da Resolução Normativa 340/2008. Brasília. 25/11/2008.

____. Resolução Normativa nº 427/2011. Brasília. 22/02/2011.

____. Banco de Informações de Geração. BIG/ANEEL. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 03/06/2017.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Integração Energética entre Brasil e Argentina – Alguns Aspectos Regulatórios da Indústria de Gás Natural. Rio de Janeiro. 2003. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2263>. Acesso em 02/06/2017.

BONFIM, Victor R B. Gestão e Operação de Sistemas Isolados Brasileiros. UFRJ, 2012. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005219.pdf>>. Acesso em: 23/03/2017.

BULGACOV, Sergio. Estudos Comparativos e de Caso de Organizações de Estratégias. O&S. v.5. n.11. 1998.

CBE - Companhia Brasileira de Energia. Relatório Anual do Agente Fiduciário 2008. Pg 49. Sítio: <http://ri.aestiete.com.br/Download.aspx?Arquivo=PAwVrJdXV+D/zZVdp2umwA==>. Acesso em: 25/09/2016.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Regras de Comercialização – Garantia Física. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/029/documento/garantia_fisica_ap.pdf>. Acesso em: 26/03/2017.

Empresa Produtora de Energia – EPE. Pantanal Energia. PEJUR 2007. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/036/contribuicao/pantanal_energia_fabio_paulino.pdf>. Acesso em: 21/03/2017.

FGV. Fundação Getúlio Vargas. Cadernos FGV Energia. Novembro de 2014. Disponível em: <[http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13850/energia2%20\(1\).pdf](http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13850/energia2%20(1).pdf)>. Acesso em: 25/03/2017.

GOMES, Carlos J. V. Concessão versus Contrato de Produção de Partilha: vantagens e desvantagens. 4º Fórum Senado Debate Brasil: Os desafios do Pré-Sal. Senado Federal. 2008.

GRAEFF, Fernando. Uma Análise de Alocação de Riscos nos Contratos para Prestação de Serviços Públicos. 2011. Disponível em: <http://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24F0A728E014F0B1CD37B1EFE>. Acesso em: 02/06/2017.

IRWIN, T. Dealing with public risk in private infrastructure: an overview. In: _____. Dealing with public risk in private infrastructure. World Bank Latin American and Caribbean Studies, pg. 1-19, 1997.

JORION, Philippe. Value at Risk. São Paulo: Bolsa de Mercadorias e Futuros, 1998.

KERF, M. Data Concessions for infrastructure: a guide to their design and award. 1998. Library of Congress Cataloging- in-Publication. World Bank technical paper, nº 399.

KRAUSE, Gilson G. e PINTO JR, Helder Q. Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural – Especificidades do Caso Brasileiro. ANP. 1998. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2010>. Acesso em 02/06/2017.

MARTINS, Dimitri M. R. Setor Elétrico Brasileiro: Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas. PUC-Rio. 2008. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/12130/12130_5.PDF>. Acessado em: 29/03/2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 52, de 14 de abril de 2004. Brasília. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1290149/Portaria+52+de+14-04-2004+Publicado+no+DOU+15-04-2004/e55f548a-2a55-4a2f-892a-3c6d48d60e18?version=1.1>>. Acesso em: 25/09/2016.

MME – Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição nº 103. Setembro de 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_103_set_15.pdf/ed75f551-6484-41ee-b5e1-38a3fec14790>. Acesso em: 20/11/2015.

MME – Ministério de Minas e Energia. Brasil exporta energia para a Argentina. Janeiro de 2016. http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/brasil-exporta-energia-para-a-argentina. Acesso em 02/06/2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Monitoramento da Indústria de Gás Natural. Ed. 114. Agosto de 2016. Sítio: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_114_AGO_16.pdf/9fb8926a-907f-4c6d-b25c-5cd5a669f4c5>. Acesso em 15/10/2016.

MME – Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Monitoramento da Indústria de Gás Natural. Ed. 120. Fevereiro de 2017. Sítio: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/12566999/Boletim_Gas_Natural_nr_120_FEV_17.pdf/797fa5ef-2129-4dc3-9123-a17568268d7b>. Acesso em 28/05/2017.

MONTERA, Fernando L.R. Formação do Preço e a Competitividade do Gás Natural no Brasil. UFRJ. 2014. Disponível em: http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/component/cck/?task=download&file=monografia_arquivo&id=434. Acesso em: 02/06/2017.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais. Janeiro de 2017. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/acompanhamento_mensal_intercambios_internacionais/relatorio_intercambio_internacional_201701.pdf. Acesso em: 02/06/2017.

RIBEIRO, Maurício P. Visão Jurídica da regulação e Melhores Práticas em Estruturação de Editais e Contratos de Concessões Comuns e PPPs. Regulação da Infraestrutura: visão econômica e jurídica - Curso AGU-ABDIB. Agosto de 2010. Disponível em <<http://www.slideshare.net/portugalribeiro/100811-aula-abdib-agu-aspectos-juridicos-da-regulacaomelhores-praticas-edital-e-contrato>>. Acesso em: 27/05/2017.

SANT'ANNA, Andréia A. Simulação de Processamento de Gás Natural em Plataforma Off-Shore. Rio de Janeiro, UFRJ/EQ, 2005. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/capitalhumano/arquivos/prh13/andreia-abrahao-santanna_prh13_ufrj-eq_g0.pdf>. Acesso em: 15/03/2017.

SANTOS, Edmilson M. Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil. Petrobras. São Paulo. 2002.

SAUER, Ildo. Novas Modalidades de Contratação de Gás Natural. Petrobras. 2011.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord). – EPE: Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Termelétrica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>. Acesso em: 03/06/2017.

TYE, Willian B. Competitive access: a comparative industry approach to the essential facility doctrine [Artigo] // Energy Law Journal. - 1987. - Vol. 8. Disponível em: <http://eba-net.org/sites/default/files/elj/Energy%20Journals/Vol8_No2_1987_Competitive_AApproach.pdf>. Acesso em: 22/02/2017.