

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

INVESTIMENTOS EM USINAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL: RISCO E
REGULAÇÃO

Jacqueline Lacerda Brito

Matrícula: 311931

Orientadora: Marina Figueira de Mello

Junho/2009

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

INVESTIMENTOS EM USINAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL: RISCO E
REGULAÇÃO

Jacqueline Lacerda Brito

Matrícula: 311931

Orientadora: Marina Figueira de Mello

Junho/2009

"Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri, para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa".

Jacqueline Lacerda Brito

"As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor".

Índice

Introdução	5
Capítulo I – O GASBOL, a oferta de gás natural no Brasil e as térmicas como solução para a criação de demanda.....	12
Capítulo II – Riscos, investimento e viabilização de projetos de térmicas a gás.....	15
II.I. Riscos e gerenciamento de projetos.....	15
II.II. Os tipos de risco.....	15
II.III. O caso brasileiro: riscos incidentes sobre projetos de usinas térmicas a gás antes da reforma regulatória de 2004.....	17
II.IV. Programa Prioritário de Termelétricas e o gerenciamento de risco.....	19
II.V. O fracasso do PPT.....	21
II.VI. O PPT e o fracasso na minimização dos riscos: A usina de Macaé.....	22
Capítulo III – O sistema de leilões de energia.....	24
III.I. A nova regulação para o setor elétrico.....	24
III.II. Tipos de leilões e regulação.....	26
III.III. Os leilões de energia no Brasil.....	28
III.IV. O sistema de leilões: mudanças na estrutura de riscos e críticas.....	31
Capítulo IV – Investimentos em usinas térmicas: o risco de oferta de insumo e o panorama após a reforma de 2004.....	33
IV.I.O risco de oferta de insumo e os Contratos de Comercialização.....	33
Conclusão.....	39
Referências Bibliográficas.....	41

Dados.....43

Introdução

A partir da década de 1990 o setor elétrico brasileiro passou a conviver com uma significativa estagnação de investimentos. Tal estagnação foi fruto da falência do modelo de investimento público, cujas origens estavam no escasseamento de recursos do Estado em decorrência da crise da dívida, que teve início em 1982. Comprometido com um programa de contenção dos gastos públicos, o estado não poderia mais assumir o papel que havia desempenhado no setor elétrico durante o período de ditadura militar, baseado em um modelo essencialmente público de investimento, cujo planejamento era centralizado pelo governo federal e cuja expansão era realizada de forma antecipada ao aumento da demanda.

A crise do modelo levou o governo a dar início à privatização do setor em meados dos anos 90, para que a iniciativa privada fosse colocada a cargo da realização dos novos investimentos. Porém, a atração de novos investimentos não obteve sucesso. O setor privado não foi devidamente estimulado a tomar a frente da expansão do setor elétrico. Quando o responsável pelos investimentos era o setor público, este atuava antecipando a demanda, de forma que a expansão da oferta antecipava o surgimento de uma demanda efetiva. Tal estratégia não seria adotada pelo setor privado, cuja remuneração depende do lucro.

Sem uma regulação que garantisse os incentivos específicos, a inexistência *a priori* de um mercado impedia a remuneração do investimento, o que tornava impossível para o setor privado investir de maneira preemptiva, tal qual o governo fazia. Além disso, dado o relativo esgotamento do aproveitamento das melhores opções para a construção de usinas, a necessidade do uso de tecnologias mais caras na geração constituía um fator que encarecia o preço da energia produzida, constituindo uma barreira à entrada para os novos investidores, que teriam que concorrer com produtores já consolidados, cujos custos e preços eram muito inferiores. Estas barreiras resultaram na queda do investimento, o que determinou que a taxa de crescimento da oferta não fosse suficiente para acompanhar o crescimento da demanda, reduzindo a folga do sistema elétrico. Em 1999, em decorrência de um longo período de estiagem, o nível dos reservatórios das hidrelétricas que abasteciam

a região Sudeste sofreu forte queda e o sistema começou a dar os primeiros sinais de crise. Esta crise culminaria com o programa de racionamento do governo Fernando Henrique em 2001.

Em 1999, além da iminência de uma crise energética, o governo brasileiro tinha outros problemas em mente. O Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL), projeto acordado entre o governo brasileiro e o boliviano, entrou em operação e o Brasil passou a receber 4 milhões de metros cúbicos (m³) de gás natural (GN) diários já no primeiro ano de atividade do gasoduto. O acordo entre os dois governos previa, inicialmente, o aumento das importações de gás para 16 milhões de m³/dia no segundo ano de operação do gasoduto, 22 milhões no terceiro ano e 30 milhões até o oitavo ano, uma oferta significativa, cuja destinação ainda era indefinida. Foi decidido pelo governo que a destinação mais eficiente para este gás seriam os grandes consumidores, pois estes representavam a melhor maneira de gerar demanda em um mercado de GN incipiente e com oferta excessiva. Dada a precariedade do sistema elétrico e a necessidade de expansão da capacidade de geração elétrica, as usinas termelétricas apareceram aos olhos do governo brasileiro como os grandes consumidores ideais, na medida em que não apenas seriam capazes de alocar a oferta excessiva de gás, como também se encarregariam da expansão da geração elétrica em um sistema perdulário.

Portanto, o plano do governo federal consistia em alavancar o consumo de gás natural e a expansão do setor elétrico nacional através das termelétricas. Todo o investimento seria realizado com recursos do setor privado, pois, como visto, a ordem da vez era o corte dos gastos públicos. O governo, dadas as condições emergenciais, se comprometeria a facilitar os projetos, agilizando a burocracia e oferecendo isenções fiscais.

O plano, porém, revelou-se muito mais complexo. Não só o setor privado não se animou em tomar a dianteira dos projetos de construção de termelétricas como o próprio governo acabaria tendo que pressionar a Petrobras para tomar o risco dos consórcios entre a estatal e as empresas privadas para acelerar os projetos.

A principal razão do desânimo privado para com os empreendimentos térmicos consistia na abrangência e no grau dos riscos que incidiam sobre estes. Os riscos aos quais

os projetos estavam expostos eram elevados e variados e o governo federal não obteve sucesso em minimizá-los em um primeiro instante, apesar das suas políticas de incentivo. Entre tais riscos estavam o risco cambial, referente à cotação em dólar do principal insumo - o gás natural importado através do GASBOL. Além disso, a tecnologia a ser instalada, como as turbinas a gás, que deviam ser importadas e o financiamento dos projetos, quando feito com recursos do exterior, também estavam sujeitos às variações do dólar. A valorização do dólar, e, por conseguinte, o encarecimento do preço do gás poderia tornar o custo da eletricidade de origem térmica elevado demais e expulsar os produtores detentores de térmicas a gás do mercado. Havia ainda os empecilhos ambientais, visto que a necessidade de licenças ambientais também contribuía para o atraso dos projetos. Porém, o mais significativo de todos os riscos era o risco de mercado: o maior temor do setor privado era simplesmente que a demanda não aparecesse.

O risco de mercado era o mais particular porque dificilmente poderia ser amenizado pelo governo, pois ele advinha da própria estrutura do sistema elétrico nacional, majoritariamente hidrelétrico. A energia elétrica é um bem homogêneo e que pode ser gerado por diversas combinações de tecnologia, algumas mais caras, outras mais baratas. As hidrelétricas, já consolidadas e amortizadas, eram responsáveis por grande parte do suprimento do sistema elétrico e o custo marginal da energia gerada por estas usinas é normalmente muito próximo de zero. A energia oriunda dos novos projetos, termelétricos e não amortizados, é muito mais cara do que a das antigas usinas, ou seja, o preço da energia gerada na fronteira da expansão da geração elétrica é mais custosa do que o da eletricidade dos projetos hidroelétricos já amortizados. A matriz elétrica brasileira majoritariamente hidrelétrica servia como uma forte barreira aos novos investimentos, pois uma vez que os custos da hidroeletricidade eram baixos, eles impediam a entrada dos novos investidores, pois os tornava pouco competitivos.

Os novos investidores teriam ainda que conviver com a sazonalidade da produção das usinas hidrelétricas, que decaí com períodos de seca devido à redução do nível dos reservatórios. Em períodos de seca, quando a produção hidrelétrica não fosse suficiente para atender todo o mercado, as usinas térmicas alocariam a sua produção a um preço bem mais caro. Porém, dado o fim do período de estiagem e a reposição da água dos

reservatórios, haveria a aniquilação do mercado das térmicas, pois os consumidores e os distribuidores iriam contratar a energia mais barata. Tal sazonalidade representaria um grande impedimento à conclusão de contratos de fornecimento de longo prazo entre distribuidoras e geradoras térmicas a gás, uma vez que as distribuidoras não estariam interessadas a se comprometer a consumir uma eletricidade mais cara, quando, com reservatórios cheios, elas teriam acesso à energia elétrica mais barata das hidrelétricas.

Portanto, o risco de mercado era o que mais preocupava os investidores. A urgência do investimento para um país às vésperas de uma crise elétrica e a inércia do setor privado levaram o governo a lançar o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), plano que, apesar dos diversos incentivos, tais como garantias cambiais e de fornecimento de insumos, não foi capaz de minimizar o efeito do principal dos riscos: o risco de mercado. Com o início do programa de racionamento em 2001, a queda brusca da demanda de volta aos níveis de 1994 e a chegada de um período de chuvas, o PPT perdeu fôlego, enquanto muitos projetos térmicos ficaram sem mercado.

O PPT havia sido um enorme fracasso. Os principais desafios do governo federal para fomentar o investimento no setor elétrico estavam relacionados com a proteção do setor privado dos elevados riscos de investimento. Havia a necessidade de implementação de uma regulação específica que garantisse que o setor privado fizesse o que o setor público havia feito até a década de 1980: expandir a geração elétrica à frente da demanda. Para isto era necessário garantir a remuneração dos investidores, ainda que em determinados períodos não houvesse demanda, eliminando desta forma, o risco de mercado. Tal objetivo só foi alcançado em 2004 com um marco regulatório que estipulou um sistema de leilões de concessão de geração de energia elétrica. A nova regulação determinou a criação de um ambiente regulado e outro livre para a contratação de energia. No ambiente livre, os consumidores são os encarregados de contratar a sua demanda de energia. No regulado, é o governo federal que compra a demanda das distribuidoras por meio dos leilões.

Estes leilões são realizados da seguinte forma: o leiloeiro ordena as propostas de geração das empresas do menor para o maior preço e faz um corte igual ao valor total da demanda. Há leilões para energia nova e para energia antiga, e os novos produtores

possuem contratos de venda com duração extensa o suficiente para cobrir as suas remunerações, ainda que a energia não seja utilizada.

A garantia de remuneração dos atores privados praticamente aniquilou o risco de mercado que persistiu até 2004 e que atravancava os investimentos em geração térmica. O sistema de leilões determinou uma verdadeira revolução dos investimentos no setor elétrico brasileiro, possibilitando um real comprometimento da iniciativa privada com o setor. Comprometimento que o governo vinha tentando obter desde o início das privatizações na década de 1990.

Porém, no caso das termelétricas tal movimento não ocorreu. A nova regulação não foi eficaz em promover o investimento privado em termelétricas a gás. Apesar do marco regulatório, a maior parte da capacidade de geração das térmicas a gás continuou sendo da Petrobras. A iniciativa privada só se aventurou a realizar tais investimentos em parceria com a Petrobras e os maiores investimentos dos agentes privados consistiram na construção de plantas de baixa capacidade com produção destinada ao consumo próprio. Os investimentos em grandes plantas produtoras de energia para a venda continuaram a ter a mão do estado como principal fonte de incentivo.

É importante ressaltar, que a oferta de gás natural, insumo básico para as térmicas a gás, é imprescindível para o funcionamento destas usinas. No início da década de 2000, quando o começo das operações do GASBOL ainda era recente, o mercado brasileiro de gás natural era incipiente e havia excesso de oferta. Não havia o risco de oferta de matéria-prima e a maior preocupação dos investidores era o risco de mercado. O novo sistema regulatório foi capaz de arrefecer antigos riscos, sobretudo o risco de mercado. Porém, as termelétricas a gás contariam com um novo risco, oriundo da maturação do mercado de gás brasileiro e do surgimento de uma nova realidade de escassez de GN: o risco de oferta de insumo. Tal risco determinou que a Petrobras estivesse presente na grande maioria dos projetos, atuando sozinha ou em parcerias e assumindo a responsabilidade pela disponibilidade de GN para as térmicas.

É justamente a mudança de incentivos ao investimento em térmicas a gás que constituirá o aspecto-chave a ser abordado por este trabalho, que buscará explicar as

mudanças no cenário de investimento em termelétricas a gás desde o início da operação do GASBOL, quando o mercado brasileiro de GN contava com excesso de oferta de gás, até a segunda metade da década de 2000, quando a demanda de GN começou a se equiparar à oferta e passou a haver escassez do insumo.

A mudança regulatória introduzida em 2004 será tomada como um divisor de águas para explicar a mudança de um ambiente que comportava baixo nível de investimento por conta da existência de um elevadíssimo risco de mercado para um ambiente com baixo nível de investimento resultante da existência de um elevado risco de oferta de insumo. A condição da oferta de gás, os diferentes cenários de estruturas de riscos e, sobretudo, a reforma regulatória de 2004, ajudarão a ilustrar a importância da presença do governo no setor de térmicas a gás. O que se buscará responder é porque apesar das diversas tentativas do governo de delegar a responsabilidade dos investimentos em termelétricas a GN aos agentes privados, estes últimos sempre se revelaram relutantes em assumir os empreendimentos no setor. Verificar-se-á que as razões desta relutância nem sempre foram as mesmas e que dependem da estrutura de riscos determinada por fatores como a oferta de gás, a regulação vigente e as políticas do governo.

A explicação contará com a análise de como o risco de mercado, o risco cambial e o risco ambiental configuravam verdadeiras barreiras ao investimento em termelétricas e como a criação de uma regulação adequada possibilitou a minimização destes riscos. O exemplo da Usina Macaé Merchant servirá para ilustrar os riscos antes da regulação de 2004 e o fracasso do Programa Prioritário de Termelétricas em minimizá-los. Atenção especial será dada ao papel das empresas estatais como grandes tomadoras de risco nos consórcios com empresas privadas em projetos de geração termelétrica e como investidoras em ambientes desfavoráveis ao investimento.

Este estudo abordará ainda a teoria econômica de leilões e o efeito da regulação na condução da atividade econômica e na própria criação de mercado. A teoria de risco de investimento e de financiamento de projetos será usada para examinar a relação temerosa que há entre os investidores e o risco, assim como o que pode ser feito pelo setor público

para reduzir, através de regulação, os riscos que assombram o setor privado e garantir investimento em setores estratégicos.

O capítulo 1 apresentará o acordo para a operação do GASBOL e o surgimento de um mercado de gás natural no Brasil. A disponibilidade de GN será fundamental para o projeto do governo de promover as termelétricas como âncora para a demanda de GN. O capítulo 2 tratará da estrutura de riscos existente até a reforma regulatória de 2004. Tais riscos atuaram como barreiras ao investimento em um ambiente com excesso de oferta de gás. O capítulo 3 introduzirá o sistema de leilões implantado em 2004 e os seus efeitos sobre a estrutura de riscos que condicionava os investimentos no setor em análise. O capítulo quatro ilustrará a participação privada após o marco regulatório, os novos riscos decorrentes da maturação do mercado do GN, e o peso do estado na manutenção dos investimentos.

Capítulo I. O GASBOL, a oferta de gás natural no Brasil e as térmicas como solução para a criação de demanda

No final da década de 1990 e início de 2000 o Brasil apresentava dois problemas no setor energético: a crise iminente do sistema elétrico em decorrência da estagnação dos investimentos em geração elétrica e a inexistência de mercado para o GN oriundo de um acordo de importação de gás com a Bolívia que entraria em vigor em 1999 com o início da operação do Gasoduto Brasil-Bolívia.

O GASBOL, um projeto de natureza política, elaborado entre o governo brasileiro e o governo boliviano, aparecia como uma alavanca à integração energética regional. Esperava-se que o acordo celebrado entre a Petrobras e a YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos), que contemplava as importações de gás natural da Bolívia, permitiria aproximar a Bolívia do MERCOSUL e promover a política externa do Brasil na consolidação do país como potência regional. O GASBOL é um gasoduto binacional operado por duas empresas transportadoras, uma responsável pelo transporte do GN em território nacional (TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.) e outra que atua na extensão boliviana do gasoduto (GTB – Gas Transboliviano S.A.). O gasoduto entrou em operação em 1999 quando a Petrobras deu início às importações de gás e pode ser apontado como o marco do nascimento de um mercado de gás relevante no Brasil. A criação do GASBOL introduziu novos problemas no setor energético brasileiro: dado que a criação de oferta de GN antecedeu a geração de demanda, quando o GASBOL foi concluído a demanda nacional efetiva era inferior à nova oferta de gás, o que levantou o risco de excesso de oferta.

Se antes da construção do GASBOL esperava-se que a indústria absorvesse a oferta boliviana, num segundo momento passou-se a acreditar que esta absorção seria muito mais lenta do que o esperado. Isto porque para que o gás pudesse ser aproveitado deveriam ser realizados investimentos na rede de distribuição para permitir que este chegasse ao destino. Além disso, a disseminação do uso do gás era barrada por fatores tecnológicos e barreiras econômicas, visto que a substituição de equipamentos que permitissem o uso do gás era

cara e as turbinas de queima do gás, que deveriam ser importadas, estavam em falta no mercado internacional e estavam sujeitas a um risco cambial que não podia ser negligenciado. A necessidade de se alocar o gás oriundo do tratado binacional posicionava as termelétricas, grandes consumidoras, como uma excelente destinação para este gás, que, até aquele momento, não possuía demanda.

O acordo de suprimento de gás realizado entre a Petrobras e a YPFB tomou o formato *take-or-pay*, enquanto o pagamento pelo serviço de transporte do gasoduto adotou a forma *ship-or-pay*. Pelo mecanismo de *take-or-pay* a firma importadora realiza um contrato de longo prazo em que se compromete a importar certa quantidade de gás, devendo pagar por ele independentemente das necessidades da demanda. Já pelo mecanismo de *ship-or-pay*, a firma que demanda a utilização dos serviços de transporte à firma operadora de um gasoduto deve pagar um preço de transporte único, independente da quilometragem a ser rodada no percurso, ou seja, toda a área de fornecimento do gasoduto deve estar sujeita à mesma tarifa, independente da distância entre a origem e o destino do gás, como uma espécie de aluguel de capacidade do gasoduto, que deve ser pago independentemente da distância e do uso. Para o GASBOL o contrato de suprimento de gás foi com *take-or-pay* igual a zero no primeiro ano, 20% da capacidade do gasoduto no segundo ano e 80% a partir do terceiro ano. A Petrobras, em troca do risco de mercado para o gás importado, havia garantido por parte da YPFB a prioridade de acesso ao gás boliviano destinado à exportação até o valor de 30 milhões de metros cúbicos diários, capacidade total do gasoduto. No que diz respeito ao transporte, a Petrobras, em um primeiro momento¹, se comprometeu desde o primeiro ano com um *ship-or-pay* de 100% da capacidade do gasoduto, arcando com a tarifa de transporte do trecho brasileiro e do trecho boliviano.

A Petrobras apoiou de imediato a promoção das termelétricas a gás, pois era ela quem havia assumido os riscos do contrato do GASBOL, o que a tornava a principal interessada em encontrar um mercado para alocar a nova oferta de gás. A empresa havia se comprometido com a compra do gás boliviano e com o pagamento dos serviços de

¹ O acordo viria a ser renegociado diversas vezes.

transporte do GASBOL ainda que não houvesse demanda para o gás. O acordo de importação de gás da Bolívia impôs sérios riscos à Petrobras, que foram minimizados pelo governo devido ao importante papel político do gasoduto.

O baixo nível de demanda inicial fez com que o GASBOL só chegasse a atingir a sua capacidade plena pela primeira vez em 2004. Como será visto, com o aumento do consumo de gás pelos diversos setores da economia, na década de 2000 o país passou de uma realidade de excesso de oferta de gás para o de escassez. A importância do GASBOL para este estudo é o fato dele ter determinado em grande parte a disponibilidade do gás para as térmicas. Havia, portanto, na primeira metade da década de 2000, abundância de insumo para estas usinas, uma condição que, a princípio, facilitava o investimento e afastava de vez a possibilidade de falta de insumo no mercado.

Capítulo II. Riscos, investimento e viabilização de projetos de térmicas a gás

II.I. Riscos e gerenciamento de projetos

Uma das principais preocupações dos investidores antes de se comprometerem com um projeto de investimento está relacionada à viabilidade do empreendimento. Tais preocupações dizem respeito à possibilidade de conclusão do projeto e da sua remuneração após a conclusão, garantindo que os investidores tenham os seus dispêndios reembolsados. Riscos são todos os fatores cuja ocorrência possa vir a impedir a viabilização de um projeto. A concretização de um fator de risco pode não só representar um grave prejuízo para um projeto como impedir a sua própria realização. Por isso, antes de comprometerem os seus recursos com qualquer que seja o ramo de atividade, os investidores procuram conhecer a maior parte dos riscos a que estão submetidos, para que possam se precaver e evitar que possíveis mudanças nas variáveis econômicas inviabilizem a sua remuneração. Se os riscos se comprovarem muito elevados e incontornáveis, os agentes optarão pela não-realização do projeto.

II.II. Os tipos de risco

Os principais tipos de risco que normalmente incidem sobre um projeto são: o risco de conclusão, o risco tecnológico, o risco de mercado, o risco cambial, o risco ambiental, o risco político, o risco de financiamento, o risco de força maior e o risco de oferta de insumo. Estes riscos constituem uma ameaça à própria viabilização dos projetos de investimento e devem ser minimizados. Uma das formas mais comuns de reduzir estes riscos é transferi-los, quando possível, a partes financeiramente capazes de administrá-los, como, por exemplo, seguradoras ou até mesmo o governo. Porém, cada tipo de risco constitui um problema específico e eles serão abordados individualmente neste capítulo segundo a definição de John D. Finnerty.

O risco de conclusão nada mais é do que o risco do projeto não ser concluído, o que implica em custos irrecuperáveis para os investidores. Segundo Finnerty o risco de conclusão possui dois aspectos: um aspecto monetário e outro técnico. O aspecto monetário relaciona a impossibilidade de término de um projeto à escassez de oferta de ferramentas, bens de capital ou matérias-primas fundamentais para a conclusão das obras, aos atrasos prolongados e imprevistos no cronograma de obras, à estimação errada dos custos de construção, que pode elevar em demasia a necessidade de gastos e tornar o projeto não-lucrativo e a uma taxa de inflação mais elevada do que o esperado. Já o aspecto técnico afirma que o risco de conclusão pode ocorrer quando a queda do preço do produto ou a elevação do preço do insumo provocam uma redução na taxa de retorno do investimento que faz com que o projeto não seja mais lucrativo. Outra possibilidade é que a tecnologia mais imprescindível a ser utilizada no projeto prove-se ineficiente, levando ao abandono do empreendimento.

O risco de mercado é a possibilidade de que o produto final de um projeto não possua demanda suficiente para remunerar os seus custos e gerar uma taxa de retorno desejável. Tal quadro pode ocorrer devido a um aumento do preço do insumo, devido à redução do preço do produto ou devido à incipiência do mercado, que pode demorar a absorver um novo produto. A forma mais comum de se proteger deste risco é buscar fixar os preços dos componentes dos custos e das receitas através de contratos no mercado futuro.

O risco financeiro pode ocorrer quando um aumento da taxa de juros inviabiliza o pagamento do déficit contraído para a implementação do projeto. A melhor forma de evitar este risco é fazer um contrato de financiamento com uma taxa de juros fixa.

O risco cambial surge quando as estruturas de custos e de receitas de um projeto estão cotadas em diferentes moedas. Há o risco de que movimentos diferentes nas taxas de câmbio afetem de forma indesejável a capacidade das receitas de fazer frente às despesas. A forma mais comum de se proteger deste risco é buscar fixar a taxa de câmbio dos componentes dos custos e das receitas através de contratos no mercado futuro.

O risco político envolve a possibilidade de que atores políticos que atuam na jurisdição sob a qual um investimento é realizado alterem a viabilidade econômica do projeto após a sua conclusão, por exemplo, aumentando os impostos, impondo restrições legais custosas ou determinando a expropriação das partes realizadoras do projeto. Este risco pode ser diminuído se o projeto utilizar bancos locais para se financiar, ou, recursos de instituições internacionais ou multilaterais das quais o país onde está localizado o projeto é dependente.

O risco de oferta de matéria-prima existe quando há a possibilidade de que estes insumos acabem ou fiquem indisponíveis para o projeto. A redução deste risco normalmente é feita através de estudos que comprovam a disponibilidade de matérias-prima antes do início do projeto, como, por exemplo, a verificação da disponibilidade de petróleo em um poço.

Existem ainda três riscos bastante comuns: o risco ambiental, que surge quando os impactos ambientais podem causar o atraso ou exigir uma dispendiosa alteração do projeto; o risco tecnológico, que é a possibilidade de que, após a conclusão do projeto, uma tecnologia fique rapidamente obsoleta ou que ela não funcione como previsto e, por último, o risco de força maior: risco que um evento pontual e imprevisto possa vir a impedir a operação do projeto depois que este foi concluído.

II.III. O caso brasileiro: riscos incidentes sobre projetos de usinas térmicas a gás antes da reforma regulatória de 2004

Como já mencionado, no final da década de 1990 e no início da década de 2000, o setor elétrico brasileiro sofreu uma grave escassez de investimentos. O elevado déficit público limitava investimentos por parte do governo, que havia se comprometido com um programa de contenção de gastos, e o setor privado, por outro lado, não investia, frustrando os planos do governo de que a iniciativa privada pudesse substituir o setor público na realização da expansão do setor elétrico.

O grande motivo do desinteresse privado em investir no setor elétrico advinha dos enormes riscos que incidiam sobre o setor. Estes riscos eram bastante abrangentes e determinaram o fracasso da política do governo de promover as termelétricas a gás. Tais riscos representaram um verdadeiro desestímulo à entrada da participação privada na expansão do sistema elétrico.

Entre os riscos mais óbvios que o empresário enfrentava havia o risco cambial. Enquanto a venda de energia elétrica, fator de receita das usinas térmicas, era cotada em moeda nacional, o gás natural importado, um insumo e, que, portanto, consta na pauta de custos, era cotado em dólares. Portanto, uma oscilação cambial era o suficiente para desequilibrar receitas e despesas. Isto passou a preocupar os investidores, principalmente porque no segundo mandato do governo Fernando Henrique Cardoso a taxa de câmbio já variava consideravelmente.

Além do risco cambial havia o risco ambiental e o de oferta de insumo. A demora em conseguir licenças ambientais acabou atrasando projetos, mesmo alguns prioritários. O risco ambiental era um problema para o próprio governo, que tinha interesse na aceleração das obras, uma vez que em 1999 o déficit produtivo do sistema elétrico já era uma ameaça inquestionável. Como já mencionado no capítulo anterior, havia excesso de oferta de gás, ou seja, era pequeno o risco de oferta de insumo.

O quarto risco que afligiu o investimento em termelétricas até 2004 foi o risco de conclusão dos projetos. O risco de conclusão é bem ilustrado pela escassez de turbinas a gás no mercado internacional, peça-chave para a conclusão das usinas.

O último risco e o mais importante era o risco de mercado. O risco de mercado era o mais particular porque dificilmente poderia ser amenizado, pois ele advinha da própria estrutura do sistema elétrico nacional, majoritariamente hidrelétrico. Este risco era em grande medida potencializado pelo fato de que a energia elétrica é um bem homogêneo. Como bem homogêneo, ela pode ser gerada a partir de diversas combinações de tecnologia, mais caras ou mais baratas, porém, o produto final oriundo de todos estes processos de produção é qualitativamente uniforme e não pode ser diferenciado. Isto implica que quando um mesmo bem pode ser produzido de diferentes maneiras, na impossibilidade de se

diferenciar o produto e de se encontrar substitutos, o único parâmetro que influencia a demanda é o preço. Desta forma, processos produtivos ineficientes e com custos mais elevados são expulsos do mercado, que prioriza a oferta dos produtores de menor custo.

As hidrelétricas, já consolidadas e amortizadas, eram responsáveis por grande parte do suprimento do sistema elétrico e o custo marginal da energia gerada por estas usinas era normalmente muito próximo de zero. A energia oriunda dos novos projetos termelétricos era muito mais cara do que a das antigas usinas. Tal fato se dava porque não só os novos projetos ainda não haviam sido amortizados, ou seja, ainda pagavam um custo de financiamento, mas também porque as termelétricas utilizavam gás natural como insumo, muito mais caro do que o insumo básico das hidrelétricas, que nada mais é do que a água da chuva. Isso fazia com que o preço da energia gerada na fronteira da expansão da geração elétrica fosse mais custosa do que o da eletricidade dos projetos hidroelétricos já amortizados. A matriz elétrica brasileira majoritariamente hidrelétrica servia como uma forte barreira aos novos investimentos, pois, uma vez que os custos da hidroeletricidade eram baixos, eles impediam a entrada dos novos investidores, tornando-os pouco competitivos. Portanto, uma vez que os projetos estivessem prontos, eles corriam o risco de se ver sem mercado do dia para a noite.

A abundância das chuvas e o equilíbrio dos reservatórios das hidrelétricas proporcionavam uma energia mais barata do que a térmica e jogavam o preço da energia elétrica para baixo do nível mínimo necessário para a remuneração das termelétricas. O mais sensato do ponto de vista do empresário era não investir, pois o risco de que ele ficasse sem mercado poderia ser realizado tão logo a próxima estação de chuvas se aproximasse.

II.IV. O Programa Prioritário de Termelétricas e o gerenciamento de risco

Diante do desânimo do setor privado na condução dos investimentos e da iminência de uma crise no sistema elétrico o governo federal resolveu intervir de forma a mitigar os

riscos que espantavam os investimentos do setor elétrico e acelerar o andamento dos projetos atrasados. Em 1999 foi criado o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) com vistas a atrair investimentos em termelétricas a gás e ancorar o excesso de oferta de gás do GASBOL às necessidades do setor elétrico.

O objetivo imediato do PPT era transferir o risco de investimento para agentes com maior capacidade de administrá-lo, notadamente o governo. O plano do governo designou o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) como entidade financiadora dos projetos para solucionar as dificuldades de financiamento das obras. Para amenizar o risco de mercado a ELETROBRAS foi definida como compradora de última instância da eletricidade produzida pelas novas usinas. Desta forma, esperava-se minimizar o maior de todos os riscos, garantindo uma fonte de demanda para a energia térmica. Para incentivar as distribuidoras a comprar energia das térmicas através de acordos de fornecimento de longo prazo foram criados mecanismos que admitiam o repasse dos custos de aquisição de energia para o consumidor final, também com vistas a mitigar o risco de mercado.

Para reduzir o risco cambial embutido no preço do insumo cotado em dólar, foi exigido por parte da Petrobras o estabelecimento de um teto para o preço do gás por um prazo de 20 anos, sujeito a reajustes trimestrais que dependiam das variações do preço de uma cesta de óleos combustíveis no mercado internacional. Porém, o descasamento entre o período de revisão dos preços do gás (três meses) e o prazo de ajuste do preço da eletricidade (anual), ainda era fonte de risco cambial e a Petrobras foi obrigada a se comprometer a reajustar o preço do gás de acordo com o ciclo tarifário das usinas térmicas para aumentar a confiança dos investidores, com prejuízo para a empresa.

A relutância dos investidores, somada à situação de desequilíbrio do sistema elétrico levaram a Petrobras a assumir quase a totalidade dos projetos térmicos, já que ela detinha o monopólio da oferta de gás. “No início de 2001, aproximadamente 10 projetos apoiados diretamente pela Petrobras eram as únicas iniciativas em desenvolvimento e, mesmo assim, com prazos de conclusão dilatados.”² Com o início do racionamento de energia elétrica em 2001 a Petrobras foi levada pelo governo a assumir um posto central na

² Moutinho (2008)

condução da crise energética, tomando os riscos dos consórcios de investimentos com seus parceiros para acelerar o andamento dos projetos das usinas. Em alguns casos a Petrobras foi chamada a se comprometer até mesmo com a cobertura dos custos fixos e variáveis das usinas para garantir a remuneração dos agentes privados. O governo passou a atuar também no sentido de reduzir o risco ambiental, derrubando as barreiras burocráticas relacionadas à emissão de licenças ambientais.

Com a Petrobras à frente dos riscos dos projetos e com a escassez de oferta de energia garantindo um mercado consumidor, o risco de conclusão estava diluído, pois, independentemente do preço dos fatores e do produto, a remuneração dos agentes privados estava até certo ponto garantida pelo governo. O déficit de energia elétrica evidenciado pelo racionamento também incentivou o setor privado, pois, a princípio, reduziu o risco de mercado. A existência de um mercado e a possibilidade de auferir lucros em decorrência do déficit energético incentivaram a própria Petrobras, em união com setor privado, a se expor mais aos riscos.

II.V. O fracasso do PPT

Não tardou até que o PPT se revelasse um verdadeiro fracasso. A grande falha do PPT foi a sua incapacidade de promover uma cobertura eficaz contra os riscos que se insinuavam contra os investimentos. A necessidade dos investimentos em face à crise do sistema elétrico levou o governo a sobrecarregar de riscos a Petrobras. Ao mesmo tempo o PPT também não foi capaz de incentivar a participação privada independente através de um sistema de incentivos coerente. O setor privado posicionou-se sob a proteção da Petrobras, incentivo primordial da sua participação. Em outras palavras, o PPT não soube administrar a abrangência dos riscos dos investimentos no setor elétrico: o plano não só não criou um ambiente favorável ao investimento privado independente, como condicionou a participação privada às parcerias com a Petrobras, parcerias cuja distribuição de riscos impunha uma verdadeira sobrecarga de responsabilidades à estatal, que detinha a totalidade da oferta de gás.

No início, o racionamento de energia foi visto com um dos principais estímulos do PPT, ao apontar a escassez de oferta e levantar possibilidades de lucro no setor elétrico. Porém, no fim do racionamento elétrico o consumo havia caído de volta aos níveis de 1994, revelando que a demanda elétrica possuía certa elasticidade-preço. A queda do consumo levou à redução da demanda e, por conseguinte, do mercado para a energia das térmicas. O risco de mercado não havia sido solucionado, mas sim devidamente colocado aos cuidados da Petrobras. Os efeitos do racionamento expuseram a vulnerabilidade dos incentivos do PPT e a sua ineficiência em gerenciar os riscos.

II.VI. O PPT e o fracasso na minimização dos riscos: A usina de Macaé

O projeto relativo à Termelétrica Macaé Merchant é a ilustração perfeita de como eram elevados os riscos dos empreendimentos termelétricos e como a Petrobras, verdadeiro escudo das parcerias de investimentos em térmicas incorreu em elevadas perdas na liderança do PPT.

O projeto da usina térmica de Macaé adveio de negociações entre a Petrobras e a multinacional El Paso. O acordo para a construção da usina foi facilitado pelo governo brasileiro, que via a termelétrica como uma obra emergencial para o país, que estava às vésperas do racionamento elétrico. A facilitação dos termos contratuais implicava que a Petrobras assumisse a maior parte dos riscos, comprometendo-se a fornecer o gás natural à usina de forma assegurada, ininterrupta e plenamente flexível, isentando o projeto de cláusulas *take-or-pay* ou *ship-or-pay*. A Petrobras também foi levada a se responsabilizar, por um período inicial de cinco anos, pela cobertura dos custos fixos e variáveis da usina, arcando com os seus déficits caso a receita advinda da venda de eletricidade fosse insuficiente para cobrir os encargos da firma. Definiu-se ainda que a El Paso fosse a única proprietária da usina, assumindo as atribuições de financiamento, operação e construção. A El Paso ficaria encarregada da compra das turbinas a gás, em falta no mercado internacional e os lucros do empreendimento deveriam ser repartidos com a Petrobras.

Um projeto de US\$650 milhões, a usina de Macaé era a maior usina térmica do país, com capacidade de 900 MW. Tal empreendimento baseava-se em premissas que englobavam preços elevados e escassez de eletricidade: (1) dada a crise no sistema elétrico e a necessidade de investimento, era improvável que a oferta de energia aumentasse muito no curto prazo; (2) a demanda de energia deveria aumentar, enquanto a oferta não conseguiria acompanhá-la, o que provocaria o aumento dos preços da energia elétrica no mercado spot (sem contrato, com preços livres e flutuantes); (3) tal quadro era previsto para os próximos cinco anos.

A partir de meados de 2001 as premissas do projeto começaram a se provar falsas. O racionamento energético alterou bruscamente os hábitos de consumo elétrico dos brasileiros, levando à queda da demanda. O nível dos reservatórios das hidrelétricas, até então os grandes pivôs do déficit elétrico, acabaram por voltar ao normal com o início da estação de chuvas. No início de 2002 o mercado elétrico já havia mudado a ponto de tornar não-competitivos os vários projetos de termelétricas a gás, paralisando-os, uma vez que a energia de origem hidrelétrica, mais barata, estava novamente disponível. A crise econômica de 2002, somada às mudanças no padrão de consumo dos brasileiros após o racionamento impossibilitaram o restabelecimento do consumo. “Foram desmanteladas as bases econômicas que tinham justificado a construção da usina de Macaé. A usina, que havia sido projetada para operar em períodos de escassez de energia, ficou praticamente sem demanda e foi obrigada a paralisar sua operação, sem perspectivas de melhora ao longo do período de suporte contratual”.³

Seguindo as regras contratadas, a Petrobras viu-se obrigada a cobrir os prejuízos da usina, desembolsando US\$ 800 milhões para a El Paso, quantia superior ao custo de construção da planta. Além disso, como a usina não foi capaz de cobrir as despesas, o gás fornecido pela Petrobras acabou não recebendo pagamento, fazendo com que a Petrobras obtivesse perdas de US\$ 300 milhões, valor que teria sido embolsado caso este gás tivesse sido vendido.

³ Moutinho (2008)

Capítulo III. O sistema de leilões de energia

III.I. A nova regulação para o setor elétrico

As políticas do governo não haviam logrado organizar de forma eficiente a dinâmica do mercado de energia elétrica. A diferença entre os custos das usinas novas e os das usinas antigas acabava por impor a livre concorrência entre desiguais. A regulação, por outro lado, não protegia as usinas em desvantagem, tratando-as de igual para igual com relação às hidrelétricas amortizadas.

O fracasso do PPT e a persistência da escassez de investimentos não representaram problemas imediatos para o governo. Em 2001 a demanda caiu bruscamente em consequência do racionamento, que introduziu um novo padrão de consumo elétrico. Em 2002 a economia cresceu pouco, reduzindo as necessidades de investimento. Após dois anos de estagnação, a retomada do crescimento da demanda por energia elétrica acabou por recrudescer a antiga discussão ainda não resolvida de como incentivar o setor privado a tomar as rédeas da expansão do setor elétrico e superar as barreiras ao investimento.

Para tal, o governo elaborou um novo modelo de regulação que contemplou a reintrodução do planejamento centralizado. O governo havia finalmente compreendido que permitir a livre concorrência entre agentes fundamentalmente diferentes não era uma forma eficiente de promover a expansão de um setor estratégico, uma vez que agentes socialmente desejáveis eram expulsos do mercado. A partir de 2004 o governo voltaria a ser o administrador do sistema, tomando para si a responsabilidade de atrair novos empreendedores.

No modelo regulatório anterior a captação da oferta era feita pelas distribuidoras, que negociavam as suas demandas de forma independente. As distribuidoras atuavam em um mercado cuja regulação permitia que estas atuassem comprando energia das fontes mais baratas permanentemente, das fontes mais caras em períodos de demanda elevada e

recusando-se a fazer acordos de longo prazo com produtores de custos mais altos. As distribuidoras passaram ainda a extrair lucros através de investimentos em usinas próprias. Estas usinas geravam energia cara e o seu retorno não era regulado. A falta de regulação permitia que as distribuidoras repassassem boa parte dos custos de aquisição e de operação dessas usinas dispendiosas para o consumidor final cativo, que não tinha outra opção senão pagar mais caro pela eletricidade consumida. Sob a responsabilidade das distribuidoras o mercado não poderia jamais se expandir, pois estas, atuando como agentes de mercado, buscavam sempre os fornecedores de menor custo (os geradores já consolidados) e tentavam auferir lucros aproveitando-se da sua posição monopolista na cadeia de produção, verticalizando em direção à geração.

O plano do governo consistia em atrair novos geradores através de Acordos de Compra de Energia (ACEs) compatíveis com a remuneração dos projetos, reconhecendo as diferenças entre as estruturas de custos dos geradores, a incapacidade do mercado descentralizado em expandir o setor e a ineficácia da lógica de livre mercado das distribuidoras em atrair novos investidores.

Com o governo à frente da gerência do sistema, os novos investimentos no setor elétrico, assim como toda a venda de energia, passaram a ser organizados através de um sistema de licitações. Tal sistema foi a forma escolhida para promover a competitividade em um ambiente fortemente regulado. O modelo de licitação passou a tratar os diferentes projetos de geração de maneira discriminada, de forma a tratar atores diferentes como diferentes, rompendo com a legislação anterior. Separados pela sua forma produtiva, e, portanto, pela sua estrutura de custos (térmicas, hidrelétricas, usinas nucleares...), os agentes estavam livres para competir dentro das suas respectivas classificações. O mecanismo encontrado para promover tal competitividade foi um modelo de licitações que consiste em leilões de energia baseados no critério da menor tarifa e em um modelo de investimento também via licitações pelo critério da menor tarifa.

III.II. Tipos de leilões e regulação

A partir de 2004 a expansão do setor elétrico passou a ocorrer através de leilões de energia. Foram criados dois ambientes separados de contratação: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), subdividido em ACR para energia nova e ACR para energia pré-existente. No ACL os consumidores são livres e responsáveis pela sua própria demanda. No ACR é o governo federal que compra toda a demanda das distribuidoras através de leilões cujo critério é sempre o do menor preço. Há licitações para energia nova e para energia velha e é responsabilidade das usinas geradoras decidirem em que ambiente vender a sua oferta de energia.

Todas as vendas em ambiente regulado são realizadas através de leilões. Um leilão nada mais é do que um método para alocar recursos escassos, um mecanismo de determinação de preços que iguala oferta e demanda quando o vendedor desconhece o preço que os agentes econômicos atribuem ao seu ativo.⁴ Um mecanismo de licitação é normalmente recomendado quando o mercado é pequeno e pouco estabelecido, como, por exemplo, a venda de um objeto raro ou único, cujo preço dificilmente poderia ser fixado pelo vendedor pela falta de parâmetros precedentes. Segundo a literatura econômica há quatro tipos básicos de leilões: o leilão inglês, o leilão holandês, o leilão com envelope fechado pela maior oferta e o leilão de Vickrey, também conhecido como envelope fechado com liquidação pela segunda maior oferta.

O leilão inglês é aquele em que os participantes fazem lances cada vez maiores até que a venda seja realizada, é o mais comum. O vencedor do leilão é aquele que faz a maior oferta quando nenhum dos outros participantes estiver mais disposto a fazer ofertas maiores. “Pode-se observar que o vencedor não revela o seu preço de reserva, apenas cobre o lance do seu concorrente mais próximo, o que significa que o leilão gera uma

⁴ Definição extraída de Menezes, Pitchford e Wait (2003)

oportunidade de lucro igual à diferença entre o preço de reserva do vencedor e do segundo melhor colocado.”⁵

Pelo leilão holandês o leiloeiro fixa um preço elevado para o ativo a ser leilado e reduz este preço gradualmente até que alguém faça um lance. O primeiro a fazer um lance é quem leva o ativo. Neste leilão não há a possibilidade de lucro, pois o único lance corresponde ao preço de reserva do vencedor.

No leilão com envelope fechado pela maior oferta cada participante entrega ao leiloeiro um envelope fechado com o seu lance. Neste leilão, como no holandês, não há possibilidade de lucro, pois, supondo que os participantes desconheçam os lances uns dos outros, o lance vencedor corresponde ao preço de reserva da parte vitoriosa. O vencedor é aquele que fizer o maior lance, no caso de um leilão de venda.

No leilão de Vickrey, como no leilão de envelope fechado pela maior oferta, cada participante submete uma única vez o seu lance ao leiloeiro. Pressupõe-se que os participantes desconheçam os lances dos demais, que são lacrados. Logo, os participantes têm como lance o seu preço de reserva e o ganhador é aquele que fizer o maior lance em um leilão de venda ou o menor lance em um leilão de compra. A diferença deste leilão para o envelope fechado pela maior oferta é que o ganhador faz um pagamento igual à segunda maior oferta, ou seja, há possibilidade de lucro, como no leilão inglês, na medida em que o vencedor pode se apropriar da diferença entre o seu preço de reserva e o preço de reserva do segundo participante com lance mais alto. O lucro, porém só é conhecido no fim do leilão, quando o preço de reserva do segundo colocado é revelado. Na literatura o leilão holandês e o leilão com envelope fechado pela maior oferta são conhecidos como leilões de primeiro preço, enquanto o leilão inglês e o de Vickrey são conhecidos como leilões de segundo preço. Os leilões de segundo preço levantam a possibilidade de lucros, enquanto nos de primeiro preço o vencedor paga um valor igual ao seu preço de reserva.

⁵ Mello, Barros, Rodrigues e Souza (2005)

III.III. Os leilões de energia no Brasil

Para compra de energia elétrica o governo brasileiro optou por um leilão com preços descendentes, tal qual o holandês, com lances secretos, como o modelo de envelope fechado e com a possibilidade de lucros, nas bases de um modelo de segundo preço. O modelo de leilões de compra de energia elétrica no Brasil é, portanto, um híbrido e não uma forma pura de leilão. Para projetos específicos, como a licitação da construção de usinas (investimentos novos) o governo faz uso também do modelo de envelope fechado de primeiro preço. Neste caso, o vencedor da licitação é aquele que apresentar o menor preço pelo serviço que passará a ser oferecido após a conclusão do projeto licitado.

O anúncio dos preços nos leilões de energia elétrica é feito pelo governo de forma decrescente. Quem promove os leilões de energia é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão que administra os contratos de fornecimento de eletricidade no ambiente regulado. “Para cada preço anunciado, o governo verifica quantos proponentes estão interessados e o preço é reduzido até que exista apenas um número adequado de interessados. Como os lances são de preços e quantidades, as quantidades ofertadas aos preços mais baixos são absorvidas primeiro e cada vendedor obtém um preço diferente.”⁶ Desta forma, o leiloeiro ordena os preços do mais baixo para o mais alto e faz um corte igual à demanda total. Este critério não só elimina lucros extraordinários, uma vez que os produtores não têm incentivos a cobrar preços muito diferentes da necessidade de remuneração dos seus custos, sob pena de não vencerem o leilão, como permite que as firmas mais eficientes possam prestar os serviços, expulsando as geradoras com preços muito elevados. É importante observar que este leilão não é um leilão holandês puro, pois, como o leilão inglês, ele considera a possibilidade de lucro. Isso ocorre porque quem decide o preço mínimo a ser anunciado é o governo. Se o preço mínimo anunciado for maior do que o preço de reserva dos agentes vencedores do leilão, então estes podem auferir lucros

⁶ Mello, Barros, Rodrigues e Souza (2005)

que são iguais à diferença entre o preço mínimo anunciado pelo governo e o seu preço de reserva.

Para que a licitação funcione bem é preciso reduzir o risco de coordenação estratégica entre os licitantes. O leilão, como em um modelo de envelope fechado, contempla o isolamento entre os participantes: eles não só não possuem comunicação entre si, como não sabem sequer os lances dos adversários, sendo comunicados apenas da vitória ou não do seu próprio lance. Os leilões são realizados através da Internet, dispensando a presença física dos candidatos, mecanismo que acaba por agir como mais uma barreira à atuação estratégica. A prevenção da atuação estratégica visa fazer com que os licitantes revelem os seus custos através dos preços propostos.

O leiloeiro (governo) é responsável pelo cálculo de um preço máximo e de um preço mínimo para a energia em cada leilão. A necessidade de um preço máximo surge como forma de proteger o consumidor de uma possível elevação abrupta dos preços de contratação durante o leilão. A necessidade de um preço mínimo, que não é revelado pelo leiloeiro, advém do objetivo de estabelecer uma remuneração consistente para os vencedores do leilão e impedir que estes sofram prejuízo e ponham em risco a segurança do sistema elétrico. Para obter estes preços o próprio regulador precisa estimar os custos de cada tecnologia de geração.

Quem informa a demanda total ao leiloeiro são as distribuidoras e os consumidores livres, que devem fazer previsões de demanda para os cinco anos subsequentes. Baseado nestas informações o governo estima a necessidade de licitações de projetos de produção elétrica e a demanda total a ser posta em leilão. Para eliminar o incentivo das distribuidoras de viesarem para baixo a sua projeção de demanda, foram criados mecanismos para penalizar os erros de estimação. No caso de estimação da demanda abaixo da demanda efetiva, as distribuidoras devem pagar uma multa que está relacionada ao montante da demanda sem lastro de contratação e completar a oferta comprando energia no mercado à vista. Tal multa é aplicada de forma que mesmo que as distribuidoras possam encontrar melhores preços para a eletricidade no mercado à vista, elas estarão pior após o pagamento da multa do que se tivessem incluído a demanda no total licitado. Este mecanismo visa

impedir que estimativas viesadas para baixo ponham em risco a segurança do sistema. Porém, o resultado deste mecanismo é a criação de um incentivo ao viés positivo. É importante dizer que a demanda total não é divulgada pelo governo, que não anuncia o valor como mais uma forma de coibir a atuação estratégica entre os agentes.

Os leilões para energia nova ocorrem em separado dos de energia existente. Eles apresentam um primeiro estágio que contempla a licitação de projetos de energia elaborados pelo próprio governo e são concedidos aos agentes que ofertarem o menor preço para a energia a ser produzida. Este leilão é do tipo envelope fechado pela melhor oferta.

Uma grande novidade do novo modelo regulatório foi o estabelecimento de um prazo específico para o acordo de contratação da geradora com as distribuidoras para cada modalidade de geração. O prazo para os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) para energia nova varia de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento de energia elétrica. Os CCEARs para energia nova devem ser fixados 5 anos antes do início do fornecimento para as usinas hidrelétricas (prazo médio para a construção de uma hidrelétrica) e 3 anos antes para as usinas térmicas (prazo médio para construção de uma usina térmica) . Para energia existente a nova regulação prevê um prazo de duração de 5 a 15 anos e o contrato deve ser fixado um ano antes do início do fornecimento. Estes prazos são cruciais para garantir a remuneração de novos projetos e para evitar que as distribuidoras se comportem como antes do novo modelo, recusando-se a fazer contratos de longo prazo com fornecedores de custos relativamente altos e mudando os seus fornecedores para buscarem menores preços. No novo modelo as distribuidoras compram energia das diferentes fontes escolhidas pelo governo em leilão a diferentes preços e os consumidores pagam um preço médio. Este preço médio sintetiza os custos das diversas geradoras vencedoras dos leilões e os chamados CCEARs são realizados entre cada agente gerador e todas as distribuidoras.

III.IV. O sistema de leilões: mudanças na estrutura de riscos e críticas

O sistema de licitação de energia elétrica introduzido em 2004 mudou bruscamente os incentivos à entrada de novos investidores. O risco de mercado foi eliminado. Com o novo sistema as remunerações dos investidores passaram a ser garantidas por contratos de fornecimento com prazo longo o suficiente para que os custos dos projetos possam ser pagos. Além disso, a remuneração das usinas térmicas passou a independer da sazonalidade das hidrelétricas, pois os contratos com as distribuidoras asseguram o pagamento das térmicas pela energia contratada no leilão de energia. Desta forma, a remuneração das térmicas está garantida mesmo que estas não operem de fato e atuem apenas como garantia de oferta em períodos de seca, quando baixa o nível dos reservatórios das hidrelétricas.

O risco ambiental também foi reduzido. Na medida em que a elaboração dos projetos fica a cargo do governo, e o agente privado com menor custo implementa o projeto, as licenças ambientais podem ser expedidas antes mesmo que o projeto vá à leilão. Assim, quando o setor privado toma posse do projeto, ele pode já possuir uma licença ambiental.

Apesar de ter resolvido boa parte dos riscos de investimento no setor elétrico, principalmente com relação às termelétricas a gás, o novo modelo de licitação é apontado por apresentar falhas distorcivas. Além disso, nem todos os riscos foram contornados. Um exemplo disso é que das dezessete usinas hidrelétricas em licitação no primeiro leilão de energia nova, o governo conseguiu licenças ambientais prévias para apenas seis.

A principal falha apontada no atual sistema de licitações é a sua incapacidade de sinalizar para a demanda o custo real da expansão do setor elétrico através do sistema de preços. Tal falha advém do fato de que a eletricidade é um bem homogêneo e, como tal, pode ser produzida de várias formas. Porém, não pode ser diferenciada, de forma que o único mecanismo que afeta a decisão de consumo é o preço. Há maneiras mais caras e mais baratas de se produzir eletricidade que dependem de diferentes tecnologias. Como já demonstrado, evidencia-se no país que a energia gerada pelos novos produtores é mais cara

do que a energia dos antigos produtores, ou seja, a eletricidade da expansão é mais cara do que a já existente. Portanto, o custo marginal (que é o custo de expansão do sistema) é mais alto do que o custo médio (que é ponderação entre geradores antigos, de baixo custo, e novos, de custo mais elevado). O sistema de leilões, nos moldes da centralização do planejamento do sistema elétrico, implica que os consumidores paguem um preço médio pela energia, que é a ponderação entre os preços das usinas de custos altos e os preços das usinas de custos mais baixos. O preço, portanto, é menor do que o custo marginal, o que faz com que o consumidor desconheça o custo real da expansão do sistema elétrico. O consumo neste mercado fica acima do nível ótimo, pois o mercado não sinaliza adequadamente os custos da produção para os consumidores.

A homogeneidade da energia elétrica em conjunto com o sistema de leilões determina ainda que nas licitações os produtores vendam a sua energia a preços diferentes, que variam normalmente de acordo com a sua estrutura de custos. Este sistema acaba por penalizar as empresas públicas, pois mesmo que estas possuam custos mais baixos, o seu lucro não é maior do que das novas usinas, pois pelo sistema de leilões estas acabam por cobrar preços menores. Tal sistema eliminou a possibilidade de lucros extraordinários por parte das geradoras estatais.

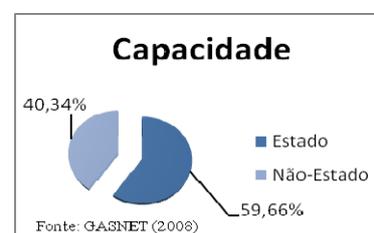
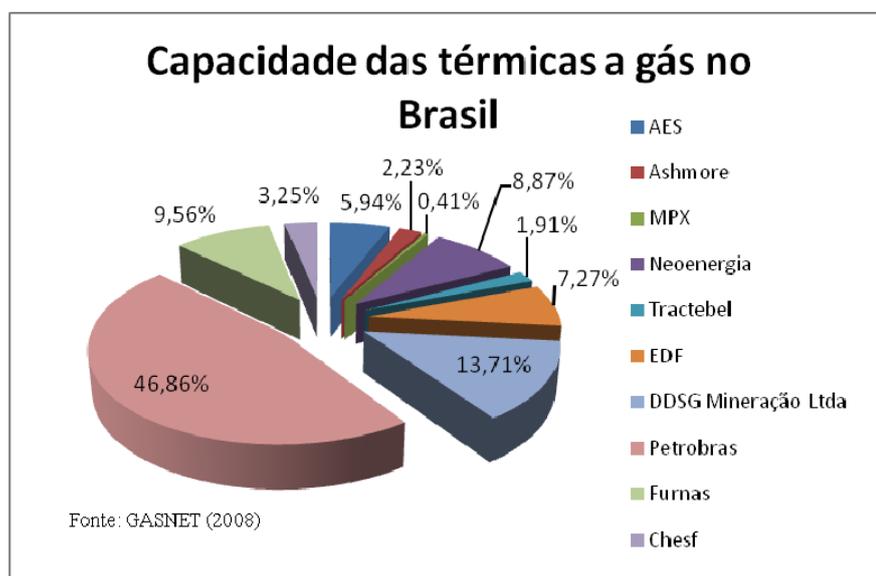
Os incentivos do novo modelo, portanto, apontam para o aumento do preço da energia elétrica no futuro, pois não só a energia produzida na margem é mais cara do que o preço médio, como o modelo incita o consumo acima do nível ótimo. A oferta consolidada das empresas estatais, de baixo custo, se mantém constante, enquanto o custo marginal tende a aumentar, dados os maiores custos dos novos empreendimentos. Esta dinâmica tem como principal consequência o aumento do custo médio e o aumento do preço médio pago pelo consumidor final. “Aí se pode vislumbrar a lógica de manter baixos os preços da energia gerada pelas estatais para permitir montar em cima deles o preço alto da geração privada.”⁷

⁷ Rosa (2007)

Capítulo IV. Investimentos em usinas térmicas: o risco de oferta de insumo e o panorama após a reforma de 2004

IV.I.O risco de oferta de insumo e os Contratos de Comercialização

Como visto no capítulo anterior, o sistema de leilões representou uma mudança institucional capaz de modificar os incentivos dos atores privados a investirem no setor elétrico. Porém, não se pode afirmar que o marco regulatório tenha representado uma mudança radical na dinâmica de investimentos em termelétricas a gás. Apesar de ter obtido sucesso em atrair o investimento privado para as demais modalidades de geração pode-se verificar que as reformas regulatórias não obtiveram o mesmo êxito no tocante às térmicas a gás. Como no passado, a iniciativa privada continuou a apresentar relutância quanto a esse tipo de investimento. O empresário se limitou a atuar, na grande maioria das vezes, em parceria com a Petrobras ou na construção de pequenas plantas para o consumo próprio. A construção de plantas de grande porte com produção destinada à venda continuou em grande medida dependente da Petrobras.⁸



⁸ No gráfico de capacidade das térmicas foram incluídas todas as usinas térmicas a gás do Brasil pela sua capacidade em 2008. Constam na amostra tanto as térmicas que atuam no ambiente regulado como as do ambiente livre. Considerando apenas o ambiente regulado verifica-se o predomínio ainda maior das empresas públicas.

O grande vilão da vez, que estaria atuando no sentido de coibir os investimentos, viria a ser um novo tipo de risco, praticamente inexistente até 2004 e que estaria diretamente relacionado à maturação do mercado de gás natural brasileiro e ao aumento da demanda: o risco de oferta de matéria prima. “A partir de 2004, o balanço de gás do país ficou *negativo*, isto é, a oferta total de gás, incluindo a importação da Bolívia, já não seria suficiente para atender a demanda caso as usinas termelétricas a gás natural fossem acionadas pelo Operador Nacional do Sistema.”⁹ Em um período de menos de dez anos o país havia passado de uma situação de excesso de GN para uma realidade de escassez.

Termelétricas a gás no Brasil

Termelétrica	Capacidade (MW)	Acionistas
AES Uruguaiana	640	AES
Camaçari	350	Chesf
Coteminas	100	Coteminas
DSG Paulínea	492	DDSG Mineração Ltda
DSG Mogi Mirim	985	DDSG Mineração Ltda
Santa Cruz	1000	Furnas
Campos	30	Furnas
Termopantanal	44	MPX
Mário Covas	240	Ashmore
Termo Fortaleza	347	Neoenergia
Termopernambuco	540	Neoenergia
Termo Ceará	220	Petrobras
Rômulo Almeida Unidade 1	140	Petrobras
Celso Furtado	190	Petrobras
Aureliano Chaves	230	Petrobras
Juiz de Fora	90	Petrobras
Governador Leonel Brizola	1060	Petrobras
Mário Lago (ex- Macaé Merchant)	930	Petrobras
Barbosa Lima Sobrinho	380	Petrobras
Fernando Gasparian	400	Petrobras
Seuzébio Rocha	250	Petrobras

⁹ Programa Energia Transparente, Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento, Instituto Acende Brasil / PSR Programa Energia Transparente – 1ª Edição (2007)

Sepé Tiaraju	57	Petrobras
Araucária	484	Petrobras
Luis Carlos Prestes	260	Petrobras
Norte Fluminense	870	Petrobras 10%, EDF 90%
Jesus Soares Pereira	340	Petrobras 79,5% e Neoenergia 20,5%
Modular de Campo Grande	206	Tractebel

Fonte: GASNET (2008)

O risco de falta de gás viria substituir o risco de mercado como a nova grande barreira à participação da iniciativa privada. Para minimizar tal risco os investidores se disponibilizaram a investir apenas sob a condição de proteção da Petrobras, que garantiria o fornecimento gás. As conseqüências da falta de GN para a remuneração investimento advêm do fato de que a falta de gás limita a produção das usinas, pondo em risco as suas receitas. Apesar de possuírem mercado consumidor as usinas não podem operar por causa da limitação que a falta de insumo impõe à sua produção. Como o risco de falta de matéria-prima incide completamente sobre o concessionário, a possibilidade de falta de gás põe em cheque a sua própria remuneração.

As usinas podem ser remuneradas por meio de dois tipos de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado: os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia.

“Os Contratos de Quantidade de Energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros são decorrentes de diferenças de preços entre submercados assumidos pelo comprador.”¹⁰

¹⁰ Definição segundo CCEE

“Os Contratos de Disponibilidade de Energia são aqueles nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada, são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados.”¹¹

As térmicas do ambiente regulado possuem normalmente contratos de disponibilidade. Nos dois tipos de contrato quem toma os riscos relativos ao fornecimento é o gerador. Portanto, na ocorrência de falta de gás e na impossibilidade de produzir é ele quem arca com os custos. No caso do contrato de disponibilidade o gerador possui dois preços de remuneração: um preço quando a usina opera e que, portanto, considera o gasto com combustível e um preço quando a usina não está em operação, que não inclui o pagamento do insumo. A “mera” disponibilidade das térmica implica que o consumidor final assuma os custos de manter no sistema usinas cuja geração só é ativada em casos de necessidade. A sociedade paga o preço de manutenção da segurança do sistema elétrico, mantendo usinas cuja operação simplesmente não é acionada na maior parte do tempo.

A Petrobras, porém, dona da maior parte das usinas, apesar de ser remunerada por disponibilidade, como é também a dona do gás, deve tornar o gás disponível para que as térmicas entrem em operação sempre que o despacho destas for acionado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema - órgão otimizador do despacho das diversas fontes produtoras de energia elétrica). A necessidade de disponibilização de gás para o sistema elétrico é muito custosa para a Petrobras, que deixa de vender este gás para deixá-lo livre para uso das térmicas. Como o preço de não-operação embutido nos contratos de disponibilidade não considera os gastos com combustível este gás fica sem receber remuneração, para prejuízo da Petrobras.

Para organizar o fornecimento de gás em face à falta de disponibilidade para atender todos os setores em um cenário de plena operação das térmicas, em 2007 a Petrobras criou novas regras para gerir os seus contratos com os consumidores de gás. Passaram a existir três tipos de contratos de fornecimento: o contrato firme, o contrato firme-flexível e o contrato interruptível. O portador de um contrato firme não pode ter o seu abastecimento de gás interrompido. O contrato firme-flexível permite a interrupção do fornecimento, desde

¹¹ Definição segundo CCEE

que o insumo seja substituído por óleo combustível, substituição sob responsabilidade da Petrobras. O contrato interruptível permite o corte do suprimento de gás sem aviso prévio, sendo que os custos de substituição do gás por outro insumo recaem totalmente sobre a parte consumidora do GN. A flexibilização dos contratos permitiu à Petrobras remunerar a oferta de gás alocando-a em outros setores quando a produção das térmicas não era requisitada pelo ONS.

A insuficiência da oferta de gás levou o governo a pressionar a Petrobras a assinar em 2007 um Termo de Compromisso com a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que regula as tarifas e a qualidade do serviço o setor elétrico, que previa penalidades para a Petrobras caso esta não conseguisse fornecer GN para as suas térmicas. “O termo prevê que quando a potência disponibilizada em um determinado mês por alguma usina térmica da Petrobras for inferior ao despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico devido à falta de combustível, a estatal terá de pagar multa, que será calculada com base na diferença entre a potência despachada pelo ONS e a potência disponibilizada.”¹²Tal acordo com o ONS, levou a Petrobras a priorizar o fornecimento para as térmicas, impondo, em momentos de pico de consumo elétrico, racionamento para os demais setores da economia, sem contratos firmes.

A responsabilidade de administrar usinas térmicas fundamentais para a manutenção da segurança do sistema elétrico em um cenário de oferta bastante restrita de GN coube à Petrobras, enquanto o setor privado, munido do benefício da escolha, optou por eximir-se dos riscos e simplesmente não investir. A posse do gás por parte da Petrobras implicava uma responsabilidade extra sobre esta: a de disponibilizar gás de forma permanente para térmicas cuja operação era intermitente. A isto somava-se o fato de que o preço de remuneração destas térmicas não cobria o custo da matéria-prima quando a usina não operava. Mais uma vez empurrou-se o risco para a Petrobras, que se viu obrigada a tomar as rédeas da geração térmica e a assumir as perdas de receita que implicavam a disponibilização de gás para as suas térmicas.

¹² Canal Energia (02/05/2007)

No sentido de obter os insumos necessários à segurança energética e reduzir o risco de falta de gás, assim como para diversificar as suas fontes de oferta, o governo passou a investir, através da Petrobras, em projetos de prospecção e exploração. Estes projetos fazem parte do Plano de Antecipação da Produção de Gás (PLANGÁS), que integra o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e que prevê investimentos de R\$25 bilhões para aumentar a oferta nacional até 2011, principalmente nas bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo. Um dos objetivos principais do PLANGÁS é disponibilizar gás para a geração térmica, aumentando a segurança do sistema elétrico. O governo tem investido também, através da Petrobras, na importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) da África e em plantas de regaseificação. “Em ambos os casos, os investimentos e projetos estão a cargo da Petrobras, que está sob pressão para manter o fornecimento de gás às térmicas”¹³.

¹³ Consultoria Legislativa do Senado Federal, Abbud (2007)

Conclusão

A proposta deste trabalho consistiu em elaborar uma explicação consistente para demonstrar a realidade dos investimentos em termelétricas a gás no Brasil. O período em análise abrangeu o início da operação do Gasoduto Brasil-Bolívia e se estendeu até após o estabelecimento do marco regulatório de 2004. As teorias de leilões e de riscos foram usadas como forma de apoio teórico ao estudo e como meio de fundamentar a análise. O marco regulatório de 2004 foi utilizado como um divisor de águas para apontar uma mudança no cenário de investimentos e a oferta de gás natural serviu como pano de fundo na ilustração deste cenário.

Foi distinguida a existência de dois cenários no período em questão, que se diferem, sobretudo, pelas suas estruturas de risco e pelas condições de oferta de gás. Até a reforma regulatória de 2004 observou-se a existência de um ambiente de investimento assombrado pelo risco de mercado. Em coexistência com esse risco, havia o excesso de oferta do GASBOL, que eliminava, no curto prazo, o risco de oferta de insumo. O marco regulatório de 2004 agiu no sentido de eliminar o pior de todos os riscos que incidiam sobre o investimento em térmicas a gás: o risco de mercado, porém, o aumento da demanda por gás dos diversos setores da economia provocou o fim do excesso de oferta de gás e o início de um novo período para o investimento privado, que passou a enxergar a escassez de oferta de gás como a maior fonte de risco.

Ambos os cenários aqui analisados, por diferentes razões, eram hostis ao investimento privado. Nos dois períodos, as estruturas de riscos provocaram incentivos perversos em um setor-chave, responsável pela complementação da oferta de energia elétrica em estações de seca, quando a produção das hidrelétricas é baixa. Dado o posicionamento estratégico das térmicas e a incapacidade do livre mercado de gerar investimentos no setor, o governo foi obrigado a intervir. A lógica por trás desta intervenção consistiu em absorver o risco dos investimentos para o estado, que teve a Petrobras como o grande expoente da sua ação. Porém, a persistência dos riscos e a ineficácia do governo em absorvê-los fizeram com que a iniciativa privada se mantivesse

distante dos empreendimentos térmicos. O governo, que a princípio tinha por objetivo absorver o risco, acabou por absorver também os projetos, obras prioritárias nas quais o setor privado não possuía qualquer interesse. O braço de ação do governo, a Petrobras, acabou por sofrer as perdas e os riscos do investimento em um setor pouco atraente do ponto de vista do lucro, mas estratégico do ponto de vista social. A substituição do risco de mercado pelo risco de oferta de insumo postulou que, mesmo após 2004, as térmicas a gás constituiriam um setor de domínio fundamentalmente público, mais por falta de interesse privado do que por desejo infundado da Petrobras.

As térmicas a gás constituem um caso contundente sobre a importância das políticas públicas para os setores socialmente estratégicos. A capacidade da regulação em moldar a estrutura de riscos, em alterar os incentivos dos atores econômicos e em estabelecer regras mais coerentes para a concorrência entre as firmas (quando o livre mercado não funciona) definem o aspecto da presença do estado na economia. Quando a regulação se enquadra bem ao ambiente econômico ela cumpre o seu papel de manter o governo (ou agências que atuam sob a sua autorização) como entidade reguladora e a firmas como agentes produtores do mercado. Quando o livre mercado não funciona, na falta de uma regulação coerente e na predominância de um sistema econômico perverso, a firma pode perder o seu papel de agente produtor (simplesmente não investindo). Em setores estratégicos, em que a produção é imprescindível, a decisão da firma de não produzir é socialmente indesejável. O governo, portanto, deixa o seu papel de regulador para adentrar na parte produtiva da economia, assumindo os riscos que o setor privado sabiamente optou por não enfrentar.

Referências Bibliográficas

- Abbud, Omar. A falta de gás natural e o abastecimento de energia elétrica. Consultoria Legislativa do Senado Federal. Textos para discussão, n.36. Brasília (2007)
- Atlas de energia elétrica do Brasil. ANEEL (2008)
- Barros, Victor. Térmicas: ANEEL aprova assinatura de termo de compromisso com Petrobras, Canal Energia. 02/05/2007.
- Correia, Tiago; Melo, Elbia; Costa, Agnes; Silva, Adriano. Trajetória das reformas da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. *Economia*, Brasília (DF), v.7, n.3, p.607-627, (2006)
- Departamento Intersindical de Estatística e estudos socioeconômicos (DIEESE). O PAC, o setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira, Nota Técnica, n.43 (2007)
- Finnerty, John D. Project financing – Asset based financial engineering (1996)
- Goldenberg, José; Prado, Luiz Tadeu. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social / USP*, novembro, p.219-235 (2003)
- Leite, Antonio Dias. A energia do Brasil. (2007)
- Mathias, Melissa; Szklo, Alexandre. Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. *Energy Policy*, v.35, p.6478-6490. (2007)
- Mello, Marina Figueira de; Barros, Mônica; Rodrigues, Bruno; Souza, Reinaldo. Métodos de apoio à decisão estratégica de contratação em leilões de energia. PUC-Rio / Instituto de Energia (2005)
- Menezes, Flavio; Pitchford, Rohan; Wait, Andrew. Tendering and bidding for access: a regulator's guide to auctions. *Australian Journal of Management*, v.28, n.3, p.345-370 (2003)

- Milgrom, Paul. Auctions and bidding: a primer. *Journal of Economic Perspectives*, v.3, n.3, p.3-22 (1989)
- Moutinho, Edmilson. A regulação de gasodutos no Brasil: o difícil equilíbrio entre competição e desenvolvimento do mercado. *Regulação da infra-estrutura no Brasil: casos didáticos*. Organizadores: Francisco Anuatti Neto e Marina Figueira de Mello, p.55-87. São Paulo (2008)
- Moutinho, Edmilson; Ferreira, Denilson; Costa, Maria. Alocação de riscos e conflitos contratuais em projetos de infra-estrutura: a Usina de Macaé. *Regulação da infra-estrutura no Brasil: casos didáticos*. Organizadores: Francisco Anuatti Neto e Marina Figueira de Mello, p.89-106. São Paulo (2008)
- Moutinho, Edmilson; Zamalloa, Guido C.; Fagá, M.T.W. Gás natural – estratégias para uma energia nova no Brasil. (2002)
- Pinheiro, Armando Castelar; Saddi, Jairo. Direito, economia e mercados (2005)
- Prates, Cláudia; Pierobon, Ernesto; Costa, Ricardo; Figueiredo, Vinicius. Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil. *BNDES Setorial*, n.24, p.35-68. Rio de Janeiro (2006)
- Programa Energia Transparente, Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento, Instituto Acende Brasil / PSR Programa Energia Transparente – 1ª Edição (2007)
- Rodrigues, Adriano Pires; Campos Filho, Adriano. A abertura do setor petróleo e gás natural: retrospectiva e desafios futuros. *Reformas no Brasil: balanço e agenda*. Organizadores: Fábio Giambiagi, José Guilherme Reis e André Urani. p. 409-430 (2004)
- Rosa, Luiz Pinguelli. Geração hidrelétrica, termelétrica e nuclear. *Estudos Avançados* v.21, número 59, p.39-58 (2007)

Dados:

- Atlas de energia elétrica do Brasil. ANEEL (2008)

- British Petroleum Statistical Review of World Energy (2008)

- <http://www.anp.gov.br>

- <http://www.aneel.gov.br>

-<http://www.ccee.org.br>

-<http://www.canalenergia.com.br>

-<http://www.gasnet.com.br>