

1 INTRODUÇÃO

1.1

O processo de Reforma no Setor Elétrico durante a década de 90

O desenho institucional do modelo do setor elétrico de qualquer país tem como objetivo principal induzir um fornecimento de energia elétrica que seja confiável, garantindo a segurança do atendimento, e eficiente, que se traduz em tarifas módicas para o consumidor [32, 33, 34, 35].

A primeira onda de reformas setoriais foi baseada fortemente em mecanismos de mercado para atingir estes objetivos [40]: um mercado de curto prazo (ou *spot*) foi criado, com preços horários de energia e o objetivo seria utilizar estes preços para sinalizar a necessidade de investimentos. Assim, um aumento na demanda de energia resultaria num aumento nos preços *spot* de energia que motivaria a entrada de novos investidores e projetos. Este esquema seria ainda conjugado com um uso eficiente da energia, pois a demanda se reduziria nos períodos de escassez. Finalmente, o risco resultante das flutuações do preço *spot* seria gerenciado através dos instrumentos clássicos do mercado financeiro, como contratos *forward*, opções, etc.

Embora com detalhes de implementação diferentes, muitos países, incluindo o Brasil, reformaram seus setores elétricos baseados nestes princípios durante a década de 90. A experiência acumulada até o momento mostra vários resultados positivos [32, 38, 40], como a maior eficiência dos geradores e distribuidores privados, o efeito positivo dos consumidores livres como referência de mercado e a transparência introduzida pelas entidades reguladoras, que fornecem confiança aos investidores.

Por outro lado, importantes dificuldades foram também observadas, principalmente com relação à segurança de suprimento. Um estudo recente preparado pelo Banco Mundial [37] indica que aproximadamente 20 países passaram por problemas de racionamento ou *blackouts* durante 1995 - 2005. O Brasil, por exemplo,

sofreu uma severa crise de suprimento de energia durante nove meses em 2001-2002 [33].

1.2

O que deu errado?

Uma primeira explicação para as dificuldades anteriores resulta justamente da aplicação pura dos mecanismos de mercado para garantir a expansão da oferta. A razão é que o sinal econômico fornecido pelo preço *spot* é excessivamente volátil para induzir corretamente a entrada de nova capacidade. Isto é especialmente verdadeiro em sistemas com forte participação hidroelétrica como o Brasil, onde a ocorrência de condições hidrológicas favoráveis pode baixar temporariamente os preços *spot* ainda que existam problemas estruturais na oferta. Também foi observado que em sistemas hídricos os preços *spot* aumentam substancialmente somente quando se está muito próximo de uma crise de suprimento, quando não há mais tempo para fazer investimentos [33, 34, 38].

A segunda razão deve-se à combinação observada em muitos países (novamente o Brasil incluído) de períodos de forte crescimento econômico, intercalado com momentos de estagnação, que é um comportamento típico de economias em desenvolvimento. Adicionalmente, nestes países o financiamento de novos projetos ainda ocorre por *project finance*, o que dificulta a entrada de novos geradores visando venda de energia apenas no (volátil) mercado *spot* [39].

Finalmente, existiam poucos instrumentos de incentivo à eficiência na compra de energia das distribuidoras em nome dos consumidores cativos. Em muitos casos, era permitido o repasse para estes consumidores a preços elevados. Com isso, a preocupação em buscar a modicidade tarifária para consumidores cativos era enfraquecida.

Devido a estas dificuldades, muitos países realizaram ajustes em seus marcos regulatórios [32, 41] com o objetivo de manter os aspectos positivos da primeira “onda” de reforma, mas ajustando os temas que não levaram a bons resultados. O caso

do Brasil não é diferente e o país iniciou em 2004 o seu processo de ajuste no modelo setorial.

1.3

Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, apresentado pelo Ministério de Minas e Energia em Dezembro de 2003, aprovado em março de 2004 no Congresso Nacional, e regulamentado em Julho de 2004 [1], foi formulado baseando-se nas duas premissas descritas anteriormente: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica e promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. Este novo modelo criou um processo compulsório de contratação de energia por parte das empresas de distribuição através de leilões dentro de um ambiente específico de regras, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Apresenta-se a seguir um resumo do novo Marco Regulatório do setor elétrico brasileiro, descrevendo seus principais objetivos e os instrumentos criados para alcançá-los.

1.4

Segurança de suprimento

Devido à forte participação da geração hidrelétrica no sistema brasileiro, o preço no mercado de curto prazo apresenta uma volatilidade de longo prazo acentuada [33] podendo assumir baixos valores por longos períodos consecutivos e ser intercalado por períodos de preços muito elevados, representando as “secas”. Devido a este comportamento de preços, esperava-se que as distribuidoras buscassem firmar contratos bilaterais de compra de energia como instrumento de gerência de risco para mitigar exposições financeiras durante os períodos de preços elevados.

Porém, o que se observou é que isto não ocorreu na prática: como a ocorrência de preços baixos é predominante, devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema, as distribuidoras preferiam ter uma parte de sua demanda não contratada e aceitavam o risco de pagar preços elevados no mercado de curto

prazo, uma vez que o benefício de compra de energia barata por anos poderia compensar esta exposição financeira. Além disto, deixando parte de sua demanda descontratada e cobrindo sua carga com compras no mercado de curto prazo, a distribuidora estaria evitando riscos de sobre-contratação.

A dificuldade com este raciocínio é que, com a existência do despacho centralizado do sistema Brasileiro [21], haveria uma redução progressiva na energia hidroelétrica armazenada do sistema (utilizada para atender a demanda do país) caso grande parte das distribuidoras adotasse este comportamento. Esta redução de armazenamento afetaria a confiabilidade global de suprimento.

Adicionalmente, poderia se pensar que, segundo a teoria marginalista da expansão, os preços *spot* aumentariam à medida que a demanda aumenta em relação à oferta, o que por sua vez induziria à construção de nova capacidade. Entretanto, o que se observou é que o aumento significativo do preço *spot* ocorre somente alguns meses antes do racionamento, quando já não há tempo para a construção das novas usinas. Assim, com a volatilidade de preços e predominância de preços baixos, o investimento em geração no país torna-se arriscado e geradores precisam de contratos bilaterais de longo prazo para conseguir empréstimo junto a bancos. Como o incentivo a contratar das distribuidoras é reduzido, a expansão da oferta fica restringida.

Por esta razão, a nova regulamentação do setor estabelece que todos os agentes de consumo (tanto distribuidoras como consumidores livres) devem contratar 100% de sua carga. Além disto, todos os contratos de venda de energia devem ter um respaldo físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento. Assim, se toda demanda estiver 100% contratada, cujos contratos apresentam garantia física de geração, a segurança de suprimento estaria garantida.

Com estas medidas, impede-se que uma distribuidora adquira energia secundária barata sem contrato no mercado de curto prazo, e que um agente venda um contrato puramente financeiro sem que haja uma garantia de produção da energia comercializada.

Assim, com a obrigatoriedade de contratação, a disposição a contratar das distribuidoras torna-se o principal motor para induzir a expansão da oferta: qualquer acréscimo de demanda deve ser coberto por contratos bilaterais, que serão buscados junto a novos geradores e servirão justamente de respaldo financeiro para que estes possam concluir sua engenharia financeira junto aos bancos e garantir a expansão do sistema.

1.5 Modicidade Tarifária

A base da modicidade tarifária é a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. No caso de consumidores livres (aqueles que podem escolher seu fornecedor), o montante (MW médio) e valor (R\$/MWh) dos contratos são livremente negociados entre geradores e consumidores livres. No caso dos consumidores cativos (ou regulados), a sua compra de energia é feita pela distribuidora. Como os custos de contratos podem ser passados aos consumidores finais, o agente regulador precisa desenvolver mecanismos que (i) induzam à contratação eficiente e (ii) evitem abuso de poder de mercado.

1.5.1 Instrumento regulatório: o preço de repasse

Em muitos países o instrumento regulatório mais importante para induzir a eficiência na compra de energia é o preço de repasse ao consumidor cativo, que é um limite máximo (“teto”) no repasse do preço da energia para os consumidores cativos. Este limite, estabelecido pelo regulador, deveria corresponder a um preço da energia ao qual um cliente cativo poderia ter acesso com facilidade.

Um primeiro candidato natural para este valor seria o preço de curto prazo da energia. De fato, países como a Argentina adotam como teto de repasse a média do preço de curto prazo ao longo de alguns meses. Entretanto, no Brasil o “ruído” da hidrologia distorce os sinais dos preços de curto prazo, mesmo que se calcule a média ao longo de vários meses. Uma segunda alternativa, também relacionada com o preço médio do mercado de curto prazo, seria o preço do mercado de futuros de energia. A

dificuldade neste caso é que ainda não existe um mercado de futuros de energia no país. Uma terceira possibilidade seria a adotada no Chile, onde o preço de referência para os clientes cativos é dado pela média dos preços de contrato dos consumidores livres. O obstáculo para a implementação deste esquema no Brasil é que o volume de contratos dos clientes livres é muito reduzido, e não permite ainda este tipo de avaliação.

Devido a estas dificuldades, o Brasil inicialmente (antes da nova regulamentação) estimou o preço de repasse como o custo marginal de longo prazo da energia - CMLP. O CMLP, num ambiente de planejamento centralizado, é dado pelo custo de investimento e de operação necessários para atender um aumento incremental da demanda [4, 23, 24, 25, 26]. Ele corresponderia, portanto, ao “preço” da energia do esquema centralizado. Entretanto, num ambiente de mercado, o cálculo do CMLP tem uma componente quase paradoxal, pois o preço da energia é o resultado da ação dos agentes de mercado, não um parâmetro de entrada para o processo.

Com este esquema, o Brasil alternou períodos onde houve contratação a elevados preços de repasse, resultando em tarifas caras para o consumidor final, com períodos onde não houve contratação de energia devido à definição inadequada do preço de repasse.

1.5.2 Contratação por leilões

No novo modelo setorial, o instrumento principal para promover a eficiência na compra de energia pelas distribuidoras é a utilização de leilões abertos e regulados de contratos padronizados de médio/longo prazo cujo critério de escolha é a menor tarifa ofertada. Estes leilões são realizados “em conjunto”, isto é, buscam contratar a soma das necessidades individuais de cada distribuidora. O objetivo é obter economia de escala na contratação de nova energia (viabilizando grandes projetos), além de repartir riscos e benefícios dos contratos, e equalizar tarifas de suprimento.

Outro aspecto importante na implementação da compra de energia por leilões é a definição do preço de repasse ao consumidor cativo: a contratação de energia por

leilões permite que o preço de repasse seja exatamente o resultado do leilão, pois reflete a disposição do mercado em vender e dos consumidores em comprar; não sendo necessária a definição “externa” de valores de referência.

1.5.3

Contratação por leilões e incerteza na demanda

Devido à forte incerteza nas taxas de crescimento da demanda, os leilões de energia citados no tópico anterior foram subdivididos em diferentes categorias com distintas datas de licitação, duração do contrato e entrega da energia licitada. O objetivo é fornecer à distribuidora um conjunto de ferramentas de gerência de risco para permiti-la atingir o objetivo maior de estar 100% contratada.

1.6

Resumo

A proposta do MME procura atender dois objetivos de certa forma conflitantes: (i) assegurar o suprimento futuro num setor de infra-estrutura essencial para o crescimento econômico; e (ii) garantir a modicidade tarifária para os consumidores regulados de energia elétrica. Para isto, a nova regulamentação busca repartir, da melhor maneira possível, os riscos de sobre e sub-contratação entre geradores, distribuidoras e consumidores.

No caso das distribuidoras, deve-se criar mecanismos de incentivos e penalidades que induzam a uma estratégia de contratação que garanta o abastecimento de 100% do mercado em condições de grande incerteza na demanda, evitando tanto a sobre-contratação como a sub-contratação, buscando sempre as fontes mais baratas. Para isto, a nova regulamentação estabeleceu um conjunto de instrumentos para gerência de risco para distribuidoras, o que torna a estratégia de contratação ainda mais complexa.

1.7

Objetivo da tese

O objetivo desta dissertação de mestrado é estudar o processo de contratação das distribuidoras no âmbito do ACR. Para isto, foi desenvolvida uma ferramenta

computacional para elaborar estratégias de atuação das distribuidoras nos leilões de compra de energia instituídos pela nova regulamentação. O problema consiste, em um ambiente de incerteza da demanda e dado um conjunto de instrumentos de gerência de risco fornecidos pela regulamentação, determinar a estratégia de contratação das distribuidoras, indicando o montante de energia a ser comprado nos leilões de energia. A metodologia de solução é otimização estocástica multi-estágio, levando em consideração, principalmente, os diversos horizontes de contratação e preços da energia, visando minimizar uma ponderação entre tarifa para consumidor e custos para distribuidora.

1.8 Organização da Tese

Esta tese está organizada da seguinte maneira:

O capítulo 2 introduz a atual regulamentação brasileira para o setor elétrico como uma nova alternativa para expansão eficiente de oferta no país. Serão apresentados os objetivos do novo modelo e os desafios que devem ser superados. Mostra-se que uma importante mudança das novas regras é que a sinalização de entrada de nova oferta será feita pelas distribuidoras, através da contratação de sua demanda futura. Daí seu papel fundamental na sustentabilidade do novo modelo do setor elétrico brasileiro. Serão levantadas as características de cada um dos leilões (energia existente e energia nova), duração de contratos, limites de repasses para tarifa e penalizações por sub e sobre-contratação.

O capítulo 3 explicita o problema da incerteza na demanda, onde será montado um exemplo simplificado. Em seguida, no capítulo 4, são introduzidos os conceitos de árvore de cenários e decisão sob incerteza. No capítulo 5, é apresentada a ferramenta desenvolvida para solução do problema de otimização da compra de energia das distribuidoras utilizando a representação em árvore dos cenários de demanda. Detalha-se a formulação do problema, com a explicação de todas as restrições relativas aos mecanismos de incentivos e penalidades, os dados de entrada para o modelo e a função objetivo que visa minimizar os custos de

consumidores/distribuidoras. No apêndice A é apresentada a formulação matemática completa do problema de programação linear resultante.

O capítulo 6 descreve os estudos realizados com o modelo computacional e as possíveis análises sobre os mesmos. Já o capítulo 7 apresenta os resultados e as análises para os estudos citados anteriormente.

Finalmente, o capítulo 8 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.