

MERCADO DE CAPACIDADE: UMA ALTERNATIVA PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

André Luís da Silva Leite¹
Edvaldo Alves de Santana²

Resumo

Este trabalho tem como objetivo propor um modelo de mercado de capacidade para o setor elétrico brasileiro. O mercado de capacidade ou de reserva de geração tem sido utilizado como ferramenta adicional ao mercado spot em muitos países, visando aumentar a confiabilidade do sistema. O modelo aqui proposto tem duas características principais. A primeira é o estabelecimento de uma penalidade para os geradores indisponíveis. A segunda propõe que as transações ocorram com a utilização de mecanismos do mercado de opções. Neste sentido, conclui-se que o mercado de capacidade opera como um hedge para os geradores, dado que são remunerados tanto pela disponibilidade quanto pela energia vendida.

Palavras-chave: confiabilidade – penalidade – mercado de capacidade

Abstract:

The main purpose of this paper is to model a capacity market for the Brazilian electricity industry. In other countries, the capacity market is being used as an additional tool to enhance the system's reliability. The model we propose has two characteristics. First, we propose a penalty for non-performing generators. Second, we model a capacity market where capacity is sold and bought with options mechanisms. So, we conclude that a capacity market can reduce the risk in the spot market, as generators are paid for their availability and electricity.

Key words: Reliability – penalty – capacity market

1 Introdução

As reformas nas indústrias de energia elétrica (IEE) em diversos países têm como objetivo principal o aumento da eficiência econômica, pelo aumento do grau de competição nestas indústrias. Muitas destas mudanças vêm sendo questionadas, já que em certos casos não foi possível alcançar os objetivos propostos. Contribuem para esses questionamentos as crises de suprimento de energia vivenciadas na Califórnia (2001), no Brasil (2001) e no pool Nórdico (2003), além de problemas isolados como na Inglaterra (2000-2001) e na Nova Zelândia (2001). Parte da explicação para as crises da IEE refere-se à redução dos investimentos, principalmente, devido à não implementação de modelos ou falhas de desenhos.

Atualmente, uma das preocupações refere-se ao modo mais eficiente de atrair investimentos em geração, incluindo reservas de geração. No caso brasileiro, devido à limitada capacidade financeira do Estado, há muito espaço para a participação privada no setor elétrico brasileiro, o que pode sugerir a possibilidade de mecanismos de mercados que estimulem os investidores privados.

O papel das reservas de geração tem sido muito destacado, devido à importância que essas exercem na garantia de um ambiente competitivo estável, estímulo a novos investimentos e, principalmente, na manutenção da confiabilidade do sistema,

que é condição essencial para o bom funcionamento da IEE. A expansão do sistema elétrico deve ser garantida de modo compatível com a manutenção da confiabilidade. Para isto, mecanismos complementares são necessários, tais como: aumento da contratação bilateral e a criação de um mercado de reserva de geração ou capacidade, tema deste artigo.

Assim, este trabalho tem como objetivo propor um mercado de capacidade para o setor elétrico brasileiro. O modelo aqui proposto tem como ênfase o estabelecimento de uma penalidade para as geradoras não disponíveis e também se caracteriza pelo fato de as transações ocorrerem utilizando-se mecanismos do mercado de opções.

Para atingir o objetivo, o artigo está dividido em mais cinco seções, além desta introdutória. A seção seguinte brevemente a reforma no setor elétrico brasileiro e apresenta os principais fatores que podem comprometer a confiabilidade na IEE brasileira. A terceira seção discute a questão das reservas de geração e a criação de um mercado para se transacionar tais reservas. A quarta seção apresenta o design de mercado proposto e mostra que neste tipo de mercado é importante o estabelecimento de um mecanismo de penalidade, que pode, inclusive, estimular o aumento dos investimentos na IEE. A quinta apresenta a simulação do modelo com transações via opções. E, por fim, a última seção apresenta as conclusões do trabalho.

¹ Professor Universidade do Sul de Santa Catarina - UNISUL - E-mail: andreleite@unisul.br.

² Professor Titular Depto. de Economia - Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC - Campus Universitário - Trindade - Florianópolis - SC 88040-900 - E-mail: edvaldo@aneel.gov.br.

2. A reforma no Brasil

Esta seção visa examinar questões que podem comprometer a confiabilidade do setor elétrico brasileiro, e que, portanto, devem ser analisadas, dado que mostram que a confiabilidade da IEE brasileira será seriamente afetada caso não ocorram aumentos expressivos nos investimentos. Tais áreas são: maturidade do mercado e a natureza da indústria.

2.1 Maturidade do mercado

Uma das questões essenciais ao sucesso da reforma no setor elétrico é a criação de um ambiente regulatório e comercial estável. Sem tal estabilidade os agentes evitam fazer novos investimentos, dado que não compreendem os riscos envolvidos.

A IEE brasileira caracteriza-se por ser ainda um mercado imaturo, onde a demanda cresce a taxas maiores que o crescimento do PIB. Isto pode ser visto no quadro 1, que compara a taxa de crescimento do PIB com o consumo de energia elétrica de 1994 a 2001. Pode-se notar que na maior parte do período o consumo de energia, de fato, cresce a taxas acima da taxa de crescimento do PIB. A exceção é o ano de 2001, no qual o PIB cresceu 1,42% em relação ao ano anterior. Contudo, devido à crise de energia, o consumo de energia teve uma queda de 7,9%. Na verdade, 2001 foi um ano atípico para a IEE brasileira, onde o consumo caiu em todas as regiões, de forma diferenciada, pois a região sul, que não fez parte do racionamento, sofreu consequências. Mas, mesmo com a crise, na média do período o crescimento do consumo de energia ainda ficou acima do crescimento do PIB, o que sugere o caráter ainda de pouca maturidade do setor elétrico brasileiro.

Importa notar que no período pós-acionamento, as empresas concessionárias vêm enfrentando uma séria crise financeira, causada pela expressiva redução no consumo, o que levou a um excesso de oferta.

2.2 Natureza da indústria

No caso da IEE brasileira, o preço da energia é função da natureza da indústria, i.e., da disponibilidade de água. Em sistemas predomi-

Quadro 1 – Relação Crescimento do PIB e do consumo de Energia Elétrica 1994 a 2008

Ano	PIB (crescimento %)	Crescimento do Consumo de Energia Elétrica (%)
1994	5,85	3,58
1995	4,22	6,01
1996	2,66	4,86
1997	3,27	6,12
1998	0,13	4,19
1999	0,81	2,50
2000	4,36	4,43
2001	1,42	-7,9
2002	1,9	3,2
2003	0,5	3,8
2004 (*)	3,6	4,5
2005 (*)	3,6	5,4
2006 (*)	3,9	4,5
2007 (*)	4,5	4,9
2008 (*)	4,4	6,3

Fonte: IBGE (www.ibge.gov.br), Relatório Analítico Eletrobrás (2003) e ONS (2004)

(*) Previsão

nantemente hidráulicos, o preço da energia tende a ser pouco volátil no curto prazo e mais volátil no longo prazo. Isto porque, no curto prazo, os reservatórios transferem energia das horas de carga baixa para as de ponta, modulando a oferta e reduzindo a volatilidade dos preços. Enquanto que, no longo prazo, o preço da energia é mais volátil porque os sistemas hidráulicos são desenhados visando garantir a oferta de carga em condições hidrológicas adversas. Há de se destacar ainda o aspecto híbrido da IEE brasileira. Este se caracteriza principalmente pelo fato de que enquanto aproximadamente 80% da geração se encontram sob controle estatal, apenas 20% da distribuição é estatal.

Note-se, ainda, que há expressiva diferença entre a competitividade das geradoras hidráulicas, mais baratas e de investimentos já amortizados, e das térmicas, com investimentos novos e custos mais altos. Isto resulta na necessidade de criação de um estímulo ao aumento da participação térmica, porque a diferença de custos entre as geradoras é inconsistente com os requisitos de um mercado competitivo. Tal situação pode ser entendida por meio do quadro 2, que mostra a diferença entre as tarifas das usinas hidrelé-

tricas antigas, de investimentos já amortizados, das hidrelétricas novas e das termelétricas novas, o que dificulta a competição no segmento de geração.

Quadro 2 – Tarifa média de geração do setor elétrico brasileiro

Fonte de geração	Tarifa média (US\$/MWh)
Energia Velha	10 – 12
Hidrelétrica Nova	32 – 34
Termelétrica Nova (gás natural ciclo combinado)	39-41

Fonte: MME (2002).

Além do mais, um mercado de energia elétrica deve ter liquidez e oferecer algum tipo de mecanismo de *hedge* financeiro para possibilitar o gerenciamento do risco por parte dos agentes. No atual contexto da IEE brasileira, tal mecanismo inexistente e também não há liquidez para incentivar os agentes a adotarem estratégias de risco mais agressivas e de longo prazo.

Contradizendo à necessidade e devido à situação conjuntural (em fase de adaptação em virtude da reestruturação recente) do setor elétrico brasileiro, a participação pri-

vada em novos investimentos pode não tem crescido conforme planejado. Assim, pode-se concluir que caso não haja um mecanismo capaz de atrair novos investimentos privados e dada a escassez de recursos públicos, a confiabilidade e a capacidade de geração do setor poderão estar seriamente comprometidas em um futuro próximo, o que pode ser observado pela análise do quadro 3, para o sistema interligado nacional. O quadro 3 mostra, a partir de um dado cenário e mantidas algumas condições previstas pelo ONS em 2004, que a capacidade instalada tenderia aumentar menos que proporcionalmente ao aumento da carga, ou seja, que há tendência ao aumento no risco do déficit. É para evitar isso que estão sendo viabilizadas alternativas de contratação por meio de leilões, o que incluiria usinas hidrelétricas, usinas termelétricas a diversos tipos de combustível, biomassa e outras fontes alternativas.

3 Reservas de geração

A energia elétrica tem, nos últimos tempos, sido considerada uma *commodity*. No entanto, deve-se salientar que tal conceito não se aplica, sem ressalvas, à eletricidade, já que energia elétrica não pode ser estocada a custos baixos, ao contrário das demais commodities (COLLINS, 2002).

Em sistemas elétricos, o desequilíbrio entre demanda e oferta põe a estabilidade do sistema em risco. O problema se torna mais grave, dado que dificilmente o equilíbrio entre demanda e oferta pode ser alcançado pelo lado da demanda³. Deste modo, a manutenção da estabilidade do sistema requer o equilíbrio entre a capacidade instalada suficiente para garantir a demanda de ponta mais uma margem de reserva, que seja capaz de garantir suprimento de energia elétrica em situações não esperadas de perda de capacidade de geração e de transmissão.

A reserva de geração tem como principal objetivo prover lastro físico ao sistema, de forma que o fornecimento a todos os consumidores aconteça sem interrupção. Em suma, o principal objetivo das reservas de geração é aumentar o grau de confia-

Quadro 3 – Riscos de déficits conjunturais (%).

Submercado	2005	2006	2007	2008
SE/CO	0,1	0,8	1,5	3,4
S	0,4	8,4	1,3	3,2
NE	0,4	2,9	3,6	8,9
N	4,5	2,9	3,5	5,9

Fonte: ONS (2004).

bilidade no sistema. Neste sentido, a NERC⁴ define confiabilidade como sendo o grau no qual o desempenho do sistema técnico resulta em energia entregue aos consumidores dentro dos padrões esperados e na quantidade desejada⁵.

As reservas são importantes porque tanto a carga quanto a oferta são imprevisíveis, sendo necessárias para que o operador do sistema possa responder a tais variações e às condições inesperadas. No curto prazo, mudanças nas condições climáticas e hidrológicas, dentre outros fatores, podem causar mudanças nas condições de oferta e demanda. No longo prazo, o ritmo de crescimento econômico deve influenciar o crescimento da oferta. Reservas de geração, então, podem ser definidas como a capacidade de geração de eletricidade que não está sendo utilizada em um determinado momento⁶.

Assim, há um mercado físico de energia, com suas características técnicas que devem ser respeitadas para a adequada prestação do serviço, e um mercado financeiro, que não estando submetido a tais características e, que, portanto, deve ser operado dentro de limites técnicos, para evitar negociação de ativos não realizáveis. Deste modo, a capacidade ou reserva de geração (MW), apresenta características de semelhantes às de uma *commodity*.

Vários trabalhos abordam o tema das reservas de geração e confiabilidade, como Oren (1996 e 2000), Jaffe e Felder (1996), Von der Fehr, Har-

bord e Fabra (1998), Hirst e Hadley (1999), Stoff (2000), Araújo et alli (2001) Joskow (2002), Joskow e Tirole (2004), Cramton (2003), Certi e Fabra (2004) e Leite (2003).

Em um ambiente competitivo, espera-se que a demanda responda às oscilações no preço *spot*, de modo que, por um lado, alguns consumidores possam voluntariamente não consumir energia. Por outro lado, a confiabilidade refere-se à probabilidade que os demandantes que escolham consumir eletricidade e pagar o preço de mercado possam fazê-lo⁷. Assim, no novo ambiente da indústria de eletricidade, a confiabilidade pode ser vista como um problema multidisciplinar. Ou seja, é um problema técnico, no que diz respeito à infra-estrutura necessária, sendo também um problema econômico, no que tange aos incentivos dos ofertantes e demandantes. E passa também a ser um problema político, à medida que as instituições de governança do setor operem de forma eficiente.

Em um ambiente de competição, o preço, em tese, se torna a variável chave. Os agentes planejam novos investimentos em geração com base nas expectativas sobre os preços futuros da eletricidade. Novas plantas são erguidas na medida em que os preços futuros aumentem. Bem como, há uma queda no ritmo de expansão das obras quando o preço diminui.

A garantia de confiabilidade é fundamental para o desenvolvimen-

³ Ver Fraser (2001) para uma análise da importância do comportamento do consumidor em sistemas elétricos.

⁴ North American Electric Reliability Council.

⁵ Conceito disponível em <http://www.nerc.com>.

⁶ FERC, 2001.

⁷ Ver Felder (2001).

“... numa situação de racionamento não pode haver discriminação entre classes de consumidores...”

to do setor elétrico, mas se torna, na prática, um assunto complexo devido a três fatores: i) a estrutura industrial do segmento de geração está sendo modificada visando à introdução de mecanismos de mercado, enquanto o segmento de transmissão permanece como monopólio natural, exigindo coordenação técnica e econômica do operador do sistema; ii) decisões referentes à expansão do segmento de geração, teoricamente, podem ser deixadas a cargo das forças de mercado, mas decisões de expansão do segmento de transmissão continuam dependendo de planejamento central ou do operador do sistema; e iii) geração e transmissão são bens complementares e substitutos simultaneamente⁸.

Como o fornecimento de energia ocorre em rede é praticamente impossível suspender o fornecimento aos consumidores de forma discriminatória. Isto torna a reserva de geração um bem público, no que tange ao seu aspecto físico, não havendo, portanto, distinção entre consumidores cativos e livres. Ou seja, numa situação de racionamento não pode haver discriminação entre classes de consumidores. Desta forma, é importante que a contratação de geração de reserva, em um mercado de capacidade, seja obrigatória para todos os consumidores.

3.1 Mercado de capacidade

A confiabilidade também pode ser garantida por um mercado de capacidade. O principal objetivo de um mercado de capacidade é garantir que o mercado tenha disponível uma determinada quantidade de capacidade instalada. Em outras palavras, operar como um “seguro coletivo” contra riscos de desabastecimento, o que elevaria a confiabilidade no setor. Também visa criar um ambien-

te competitivo adicional entre geradores e distribuidoras e consumidores livres, o que aumenta a liquidez do setor.

Adicionalmente, o mercado de capacidade cumpre outras funções, como reduzir a volatilidade dos preços de energia; estimular novos investimentos, ao possibilitar a recuperação dos custos fixos; mitigar poder de mercado; e balizar o preço *spot*, e, por consequência, os contratos bilaterais.

Um mecanismo importante em um mercado de capacidade é o estabelecimento de uma penalidade. O sistema de requerimento de capacidade prevê penalidades para o agente que tiver menos energia (capacidade) do que a quantidade requerida. O requerimento de capacidade incentiva geração suficiente, dado que impõe uma penalidade maior que o custo de nova capacidade (ou o custo marginal de expansão), de tal forma que picos de preço não mais são necessários para induzir ao investimento.

O sistema PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland) dispõe, desde 1998, de um mercado de capacidade que é referência para outros mercados semelhantes em outras regiões. Neste pool, as LSEs têm obrigações de capacidade, em base anual, e são penalizadas caso não cumpram tais obrigações. A oferta de capacidade é de responsabilidade dos geradores da região. Mas, um dado interessante é que a capacidade pode ser exportada para outras regiões dos Estados Unidos, e vice-versa.

Já a demanda de capacidade no pool PJM é determinada pelo operador do sistema (PJM-ISO), através das decisões das LSEs. As atuais regras do pool requerem que as LSEs tenham ou adquiriam capacidade igual ou maior do que a demanda de ponta mais uma margem de reserva, que é calculada com base na análise anual de confiabilidade do PJM e nos padrões de confiabilidade estabelecidos pela NERC.

4. Mercado de capacidade para o setor elétrico brasileiro

As mudanças na estrutura da IEE brasileira aumentaram a exposição

dos agentes a um maior grau de incerteza. Tal incerteza implica a necessidade de minimizar os riscos ou de compartilhá-los via contratos de longo prazo. No entanto, ao passo em que reduzem o risco de longo prazo, os contratos não resolvem os desequilíbrios que eventualmente podem surgir entre demanda e oferta no curto prazo. Tais desequilíbrios fazem surgir a necessidade de mecanismos de mercado adicionais, como o mercado *spot* e o mercado de capacidade. Em suma, O mercado *spot* é necessário para fazer face às flutuações da demanda em tempo real, enquanto que o mercado de capacidade minimizaria os riscos de falta de eletricidade e garantiria o aumento da expansão da capacidade instalada.

Em relação particular à existência de um mercado de capacidade para a IEE brasileira, há três razões para sua implantação:

- O critério do cálculo de energia assegurada incorpora um risco de déficit pré-fixado de 5%;
- Caso haja incerteza em relação à demanda futura, as empresas distribuidoras poderiam adotar um cenário de menor crescimento do mercado, e para evitar prejuízo com a sobrecontratação, tenderiam a reduzir os investimentos;
- Eventuais atrasos em obras de geração e transmissão poderiam causar deplecionamentos nos reservatórios das usinas.

Em relação ao fato de a quantidade ter de ser determinada pelo operador do sistema, isso ocorre porque a curva de oferta de eletricidade tem inclinação menor que a curva de demanda. Então, se a quantidade for determinada livremente pelo mercado, pequenas variações no preço poderão gerar grandes variações na quantidade de equilíbrio, o que comprometeria a confiabilidade do sistema, que é um dos objetivos do design de mercados de eletricidade. Além do mais, num ambiente competitivo, a previsão de carga de cada firma se torna mais difícil, o que justifica novamente o fato de a quantidade de capacidade reque-

⁸ Ver Hirst e Hadley (1999, p. 1).

rida ser determinada administrativamente pelo operador.

Como as firmas serão remuneradas pela disponibilidade, este mercado representa uma maneira de remunerar as usinas térmicas, que com custos de geração maiores podem não ser despachadas de forma a tornar tais investimentos atrativos para o capital privado.

No mercado proposto, a demanda reflete a disposição das LSEs em pagar pela capacidade disponível das geradoras. Isto torna os demandantes mais preço-elásticos, o que contribui para uma definição de preço mais próxima do ideal competitivo e reduz poder de mercado. Sob o prisma da oferta, os geradores seriam remunerados pelo preço de mercado, que reflete o custo marginal de capacidade⁷. Em suma,

$$P_k = CM_k \quad (1)$$

onde:

P_k = preço de capacidade
 CM_k = Custo Marginal de capacidade.

Posto isto, o custo total de capacidade pode ser expresso por:

$$CT_{n-1} = \beta_n * CCT_{n-1} \quad (2)$$

onde:

CT_{n-1} : custo total de capacidade no período n-1;

CCT_{n-1} : refere-se ao custo de capacidade de geração térmica no período n-1;

β_n : expectativa de geração hidrelétrica no mês em questão (o a 1).

Então, o problema, em um sistema hidrotérmico, é determinar o valor de $\hat{\alpha}$, que é tão mais importante quanto maior é a participação das hidrelétricas ou quanto mais regularizada é a produção de energia pelas fontes hídricas. Na prática, o valor de $\hat{\alpha}$ pode ser zero quando há expectativa de vertimento e pode ser um quando a esperança é de geração térmica, em estações secas. Em suma, o custo de capacidade é proporcional à disponibilidade de água nos reservatórios.

4.1 Penalidade

Uma interrupção no fornecimento provoca uma externalidade. Esta se traduz em custo para os consumidores que ficaram sem energia por um determinado período de tempo. Por outro lado, a redução do risco de interrupções, ou o aumento da confiabilidade, é uma externalidade positiva. Desta forma, a confiabilidade pode ser considerada um bem público.

O conceito de mercado de capacidade envolve penalidade, como mencionado anteriormente. Caso um agente gerador não tenha reservas à disposição em um determinado mês, ainda há a possibilidade de adquirir a quantidade contratada no mercado *spot*, mesmo que com isso tenha prejuízo. Caso contrário, o agente com deficiência de capacidade recebe uma penalidade do órgão regulador. O valor desta penalidade poderia ser distribuído entre os demais agentes do mercado que supriram com capacidade extra a demanda do mercado.

O segredo no mercado de capacidade é definir um preço que não seja função exclusiva do regime hidrológico, mas que não o despreze, levando seus efeitos em termos da necessidade de expansão. Logo, o principal elemento neste mercado é a existência de uma penalidade. Assim, o modelo aqui proposto inclui elementos como:

- Requerimento de condições de geração de energia, que garanta que a capacidade disponível é capaz de ser gerada no momento requerido;
- O operador deve evitar que haja excesso de oferta de capacidade para não remunerar capacidade que não será despachada no determinado momento;
- Os dados do mercado de capacidade, tais como quantidade e preço, devem estar disponíveis com certa antecedência, de sorte que os agentes possam tomar decisões relativas às operações físicas das

usinas, de acordo com sua futura participação no mercado. Por exemplo, usinas não listadas no mercado devem ficar livres para fornecer energia ou via contratos ou no mercado *spot*.

Dado que se pretende estudar a formação de um mercado, então, os métodos de determinação da quantidade requerida devem ser simplificados. Por exemplo, os requerimentos devem ser função da previsão de carga e da margem de reserva planejada.

Desta forma, supondo:

q_o = capacidade instalada;
 q_r = capacidade requerida;
 P_k = preço da capacidade;
 Y = penalidade imposta pelo regulador; e
 CF = Custo fixo de geração.

O preço de equilíbrio de mercado de capacidade seria, portanto, igual ao custo marginal, como em (1). O custo marginal, a exemplo do que sucede em toda teoria econômica de cunho marginalista, é dado por:

$$CMgK_{n-1} = \frac{\partial CTK_{n-1}}{\partial q_r} \quad (3)$$

onde:

$CMgK_{n-1}$: custo marginal estabelecido no mês anterior;

CTK_{n-1} : é o custo total para o mês anterior; e

q_{n-1} : quantidade de energia estabelecida como reserva de capacidade para o mesmo mês; e

q_r : quantidade requerida.

A composição do custo total é essencial no modelo proposto. Assim:

$$CTK_{n-1} = CFK_{n-1} + CVK_{n-1} \quad (4)$$

onde:

CFK_{n-1} : é o custo fixo de capacidade para o mês anterior;

CVK_{n-1} : é o custo variável de capacidade para o mês anterior.

⁹ Neste caso, convém notar que o custo marginal de capacidade reflete um custo de oportunidade, dado que implica a análise, por parte das empresas, da relação custo/benefício entre operar no mercado *spot* ou operar no Mercado de capacidade.

Em situação normal, o custo marginal variaria com a quantidade, o que significaria que tal custo seria função apenas do custo variável de capacidade, o que é irrelevante no modelo proposto, uma vez que manteria a volatilidade do preço *spot*. Para resolver tal problema é incorporada uma penalidade (Y).

Observe-se que sempre que a capacidade requerida (q_r) se aproximar da capacidade instalada (q_0), maior será o preço no mercado *spot*, ocorrendo o contrário quando q_r for muito menor do que q_0 . neste sentido, haveria um valor ótimo para a relação entre q_r e q_0 , e é prudente que se defina a penalidade em função de tal relação. Em outras palavras,

$$\gamma^* = \frac{q_r}{q_0} \quad (5)$$

Portanto,

$$Y = f(\gamma^*) \quad (6)$$

Na prática, a penalidade seria um incentivo à expansão da capacidade e, por conseqüência, ao aumento da confiabilidade e, por isso, pode-se determinar que se $\gamma^* \leq 1$, então:

$$Y = CF_k \quad (7)$$

Por outro lado, se $\gamma^* > 1$, então:

$$Y = \gamma^* CF_k \quad (8)$$

O uso combinado das equações (7) e (8) mostra que sempre haverá o incentivo à expansão e que, para evitar custos maiores, as empresas dificilmente permitirão que q_r seja maior do que q_0 .

O benefício do aumento da capacidade instalada resulta na redução dos custos sociais da interrupção. Quando aumenta a diferença entre q_0 e q_r , a probabilidade de interrupção diminui. No entanto, há uma relação ótima entre q_0 e q_r , e na prática, isso dificulta o planejamento dos geradores.

Joskow (2002) acrescenta que as penalidades para os geradores não disponíveis devem ser as mais elevadas possíveis e aumentar conforme o grau de emergência. Ou seja,

em situações onde há a necessidade de aumento da expansão do parque gerador, mecanismos de penalidade são essenciais ao correto funcionamento de mercado de opções de capacidade.

A penalidade exerce um papel significativo, pois as LSEs são severamente multadas caso não disponham de capacidade nos momentos requeridos. A penalidade impõe um limite máximo ao preço da capacidade, pois os consumidores não vão pagar mais pela capacidade do que o valor da penalidade.

5. O Modelo

Importa notar também que há significativa relação entre a quantidade de capacidade e o lucro das geradoras neste mercado. Assim, ao se reduzir a quantidade de reservas disponíveis, o preço destas aumenta, e aumentam também os lucros dos geradores. Isto leva a um aumento dos investimentos, que gera um ciclo virtuoso. Este ciclo corresponde a épocas onde há excesso de capacidade intercaladas com épocas nas quais há escassez de capacidade.

Oren (2003) propõe que capacidade seja transacionada via mercado de opções. Por meio deste mecanismo, compradores e vendedores de opções determinariam o preço de mercado da capacidade em um momento futuro. O período necessário para contratos futuros de capacidade seria limitado apenas pelas previsões de requerimentos futuros. Um mercado de opções de capacidade funcionaria como um *hedge* em relação às incertezas inerentes a mercados de energia. Além do mais, tal mercado incentivaria o aumento da participação das usinas termelétricas, o que contribuiria para reduzir a dependência hidráulica e a volatilidade do preço *spot*.

Note-se que as LSEs, individualmente, poderiam contratar capacidade futura visando suas próprias necessidades. Entretanto, como há uma perspectiva de aumento da competição no segmento de varejo, de modo unilateral nenhuma distribuidora tem condições de prever sua carga futura. O Operador do Sistema pode indicar às distribuidoras

suas obrigações de compra de capacidade futura.

A experiência internacional mostra que mercados de energia e de capacidade são suscetíveis a desequilíbrios. Assim, o regulador deve estabelecer a quantidade de reserva a ser requerida e o preço deve ser formado como em um leilão. Isto se caracteriza como uma intervenção branda, dado que o regulador especifica requisitos mínimos de *hedge*, fiscaliza as garantias comerciais, os arranjos contratuais e as penalidades para os geradores que não cumprirem os requisitos de disponibilidade.

Esta intervenção regulatória proativa tem a vantagem de permitir que o consumidor escolha o nível adequado de proteção contra o risco (de preço ou de abastecimento) e fundamentar uma relação econômico-financeira entre os pagamentos de opções de capacidade aos geradores a responsabilidade advinda de tais pagamentos. Os geradores que recebem pagamento pela capacidade devem garantir sua disponibilidade para produzir energia quando o risco de abastecimento atingir um nível previamente estabelecido pelo regulador. Assim, o prêmio de uma opção de compra de capacidade (R\$/MW) reflete um pagamento pela disponibilidade do gerador (pago no momento da assinatura do contrato) e o preço de exercício da opção (R\$/MWh) equivale à remuneração recebida pela energia gerada (pago se houver entrega de energia).

Outra possível solução diz respeito às trocas diretas entre as distribuidoras. Neste caso, distribuidoras que contrataram capacidade em excesso podem revender tais opções a concorrentes que têm à sua disposição uma quantidade de capacidade menor do que o necessário para fazer frente à carga.

Convém destacar que em um mercado de opções de compra de capacidade pode haver manifestação de poder de mercado. Se a obrigação se der em data próxima à data de entrega e, ao mesmo tempo, a capacidade disponível estiver próxima da capacidade total instalada, então, o preço de capacidade pode subir acima do nível competitivo.

Com o objetivo de reduzir tal poder de mercado, a liquidação neste mercado deve se dar com antecedência da data de entrega. Isto além de reduzir o poder de mercado potencial, aumenta as opções de oferta de capacidade disponíveis aos consumidores, e incentivar novos entrantes a investir no aumento da capacidade.

Num ambiente competitivo, a previsão de carga individual de cada empresa fica mais difícil, assim, o MAE deve definir a quantidade de capacidade requerida para todo o sistema. Os mercados de capacidade operam em regimes temporais. Isto é, o produto capacidade pode ser diário, anual ou mensal. Em um mercado diário as liquidações ocorrem no dia anterior à entrega da energia elétrica. No entanto, um mercado de capacidade diário não cumpre suas funções, justamente por não prover sinais com antecedência significativa das possíveis alterações na oferta e demanda de energia.

Um mercado de capacidade mensal, por sua vez, provê mais liquidez e sinais, mas como o setor elétrico demanda planejamento de longo prazo, um mercado mensal não satisfaz todas as exigências. Já um mercado de opções de capacidade anual fornece sinais de médio e longo prazo ao mesmo tempo em que garante maior confiabilidade ao sistema.

Em cada submercado, o regulador deve exigir de cada distribuidora que tenha contratos de opções de compra de capacidade para fazer frente à previsão de demanda nos horários de ponta além de uma margem de reserva (em torno de 15 a 20%).

O tamanho do mercado de capacidade, em relação à capacidade instalada total do setor elétrico, é de fundamental importância para seu sucesso. Caso o percentual determinado pelo MAE seja relativamente pequeno, menos de 5% da capacidade instalada, então, nos horários de demanda de ponta, haverá exercício de poder de mercado, dado que no mercado de energia a capacidade estará próxima ao limite e o mercado de capacidade não terá folga suficiente para reduzir os preços MAE.

Outra questão importante diz respeito ao tempo de maturação dos

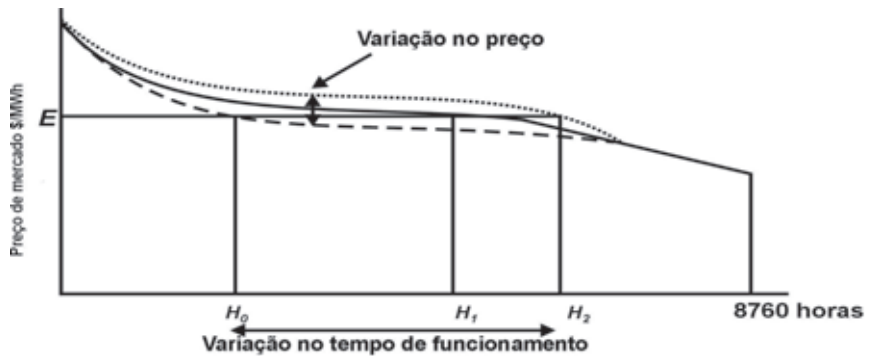


Figura 1 – Efeito Risco quantidade

Fonte: Adaptado de Hunt e Shuttleworth (1996)

contratos de opções de capacidade. Dado que o setor elétrico requer investimentos de longo prazo, os contratos também devem obedecer a este critério. Especificamente, contratos de um até três anos de maturação seriam ferramentas úteis ao planejamento de longo e médio prazo. Mas, devido à dificuldade em se prever corretamente a demanda, contratos de opções de capacidade com tempo de maturidade inferior a um ano também poderiam ser negociados para suprir eventuais erros de previsão de carga.

Como o objetivo básico desta proposta é criar um mercado para reserva de geração, é irrelevante se a reserva é proveniente de geração termelétrica ou hidrelétrica. A idéia é que o mercado de capacidade crie incentivos para que os geradores mantenham níveis confortáveis de armazenamento.

Em suma, tanto os geradores hidrelétricos quanto os térmicos devem operar no mercado de capacidade. Para que o mercado de capacidade seja eficiente é necessário que os geradores termelétricos comprovem a contratação de combustível e que os hidrelétricos mantenham estoques de água compatíveis com o nível de reserva contratado. O tratamento simétrico a todos os tipos de geradores minimiza os efeitos das economias de escala que decorrem da expansão da geração e também reduz o custo marginal de longo prazo do sistema.

Os benefícios do contrato de opções de reserva de geração podem ser visualizados na figura 1, que apre-

senta o risco quantidade, ou seja, as possibilidades de variação na produção de um determinado gerador dadas às variações no preço de mercado. Ou seja, tanto se o preço subir ou diminuir, o gerador ficará exposto a um risco quantidade. Tal risco pode ser mitigado por contratos de opção de capacidade.

A figura 1 retrata uma situação na qual se o preço aumentar a geradora tende a operar por H_2 horas no ano. E, caso o preço se reduza, a geradora operará por H_0 horas/ano. Deste modo, o gerador está sujeito a produzir além de sua capacidade ou disponibilidade.

Assim, supondo-se que um determinado gerador tenha contratado uma quantidade Q kw em um dado período, onde Q é a capacidade do gerador e E (\$/Kw) é o custo variável, que equivale ao preço de exercício. O risco quantidade do gerador está expresso nas possíveis variações no preço de mercado. Neste caso, supondo que o gerador esteja sempre disponível, a geradora operará H^* horas, que é o número de horas em que o preço de mercado é superior ao preço de exercício. Assim, o prêmio de exercício gera uma receita fixa que remunera os custos fixos (CF) da planta.

6. Simulação do modelo

Esta seção descreve o modelo de mercado proposto. Para se atingir o objetivo deste trabalho, foram seguidas as seguintes etapas⁸: Primeira-

⁸ Como em Leite (2003).

mente, foi desenvolvido um modelo ARIMA (*Autoregressive Integrated Moving Average*) de previsão do preço *spot* no Brasil, com base nos dados do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Em segundo lugar, com base no modelo ARIMA estimado, foram feitas previsões com diferença de um mês em relação ao mês estudado. Por fim, com base nos preços futuros estimados, foram calculados os valores das opções de compra de capacidade, com base no modelo desenvolvido por Black and Scholes (HULL, 1998).

Este modelo de previsão do preço *spot* foi desenvolvido como objetivo de possibilitar a simulação de preços futuros de capacidade, no prazo de um mês. A previsão de preço *spot* neste trabalho leva em consideração os limites impostos pela metodologia de cálculo do mesmo. Esta utiliza uma série de tempo com mais de 70 anos de dados para modelar a previsão de variáveis estocásticas como o nível pluviométrico. Assim, o preço MAE em um determinado período contém informações passadas, por isso, ele é a única variável no modelo.

Para tanto, foi usada uma série histórica de dados do preço MAE, dos submercados Sudeste/Centro-Oeste (Se) e Sul (S), de 47 semanas, com início na segunda semana de fevereiro de 2002 e terminando na última semana de dezembro e 2002. Este período foi escolhido porque seu início se dá no final do período de racionamento de energia e seu final ocorre simultaneamente ao período final de operações do MAE. A utilização dos dados colhidos no período de vigência do racionamento de energia poderia levar a um viés na análise estatística, dado que houve forte queda nos preços, na região sudeste, no período de apenas uma semana. O modelo de previsão do preço MAE utilizado neste trabalho segue o método de Box & Jenkins (MAKRIDAKIS et al., 1998) e utiliza um modelo ARIMA para descrever o comportamento da série.

Foram, assim, estimadas as seguintes equações para os submercados SE/CO e S, respectivamente.

SE/CO

$$y = 2,077 + 0,831y_{t-1} + 0,0033y_{t-2} + 0,236y_{t-3} - 0,251y_{t-4} + \varepsilon_t$$

S

$$y = 2,431 + 0,759y_{t-1} - 0,015y_{t-2} + 0,275y_{t-3} - 0,237y_{t-4} + \varepsilon_t$$

Assim, com base nas equações encontradas, foram feitas previsões *ex-ante* do comportamento dos preços MAE nos submercados SE/CO e S. Ou seja, com base nas equações estimadas, foram calculados preços futuros teóricos com prazo de maturidade de um mês, para 43 semanas.

Desta forma, as figuras 2 e 3 mostram a relação entre os preços reais observados (P SE/CO e P S) e os preços teóricos estimados (Pt Se e Pt S). Pode-se notar que a série teórica tem volatilidade reduzida em relação à série observada. Porém, segue a mesma tendência de sazonalidade.

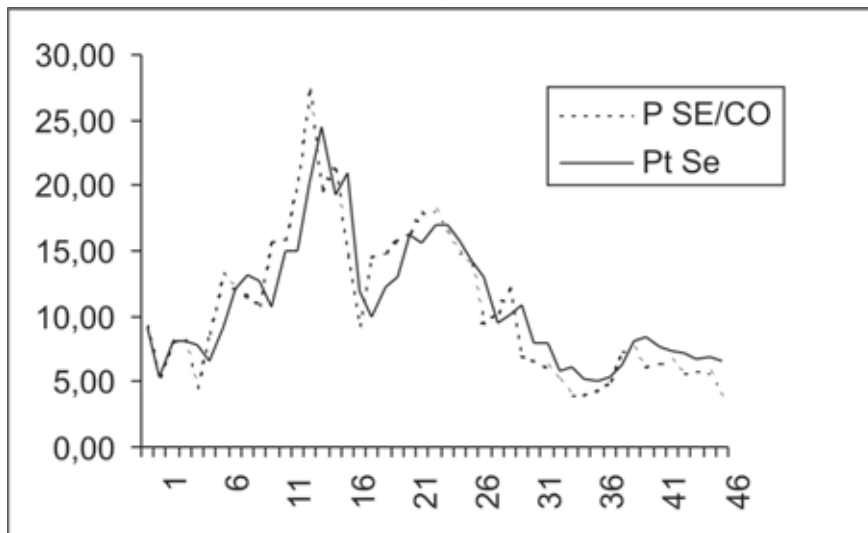


Figura 2 – Relação entre Preços MAE observados (P) e teóricos (Pt) para o submercado SE/CO (R\$/MWh e R\$/MW).

Fonte: Elaboração própria com dados MAE.

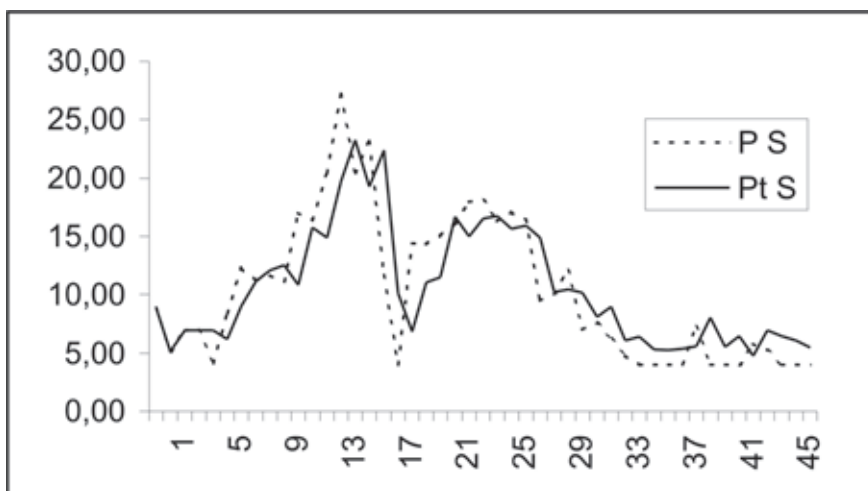


Figura 3 – Relação entre Preços MAE observados (P) e teóricos (Pt) para o submercado S (R\$/MWh e R\$/MW).

Fonte: Elaboração própria com dados MAE.

Quadro 4 - Volatilidade das séries de preços real e estimada pelo modelo (Em %)

Volatilidade/ tempo	P SE/CO	P Sul SE/CO	P teórico	P teórico Sul
Volatilidade Semanal	27	39	19	26
Volatilidade Mensal	53	77	38	51
Volatilidade Anual	193	279	138	184

Fonte: elaboração própria com dados do MAE.

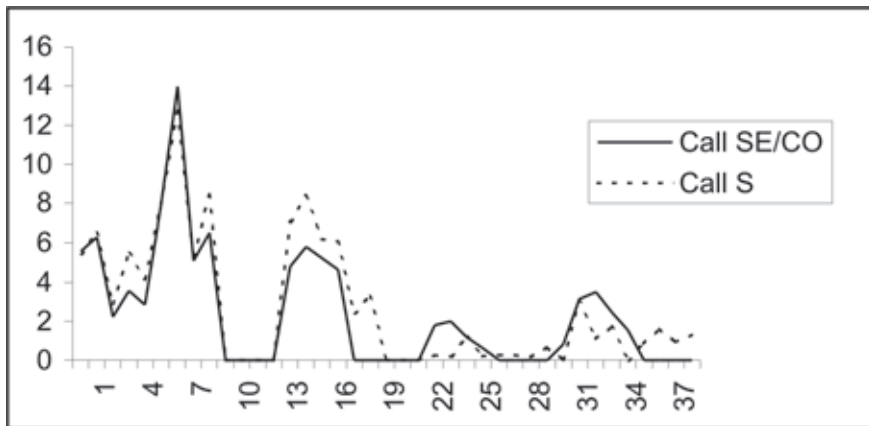


Figura 4: Valores das opções de compra para os submercados SE/CO e S (R\$/MW teóricos)

Fonte: elaboração própria com dados do MAE.

O passo seguinte consistiu em estimar a volatilidade, com em Hull (1998) tanto dos preços observados quanto dos preços teóricos estimados. É possível notar no quadro 4 que o preço teórico estimado tem volatilidade aproximadamente 30% menor que o a série de preços real. Precisamente, esta redução é um dos objetivos de um mercado de opções. Porém, é possível notar que o modelo de previsão do preço MAE apresenta limitações, que são inerentes à própria metodologia de formação do preço MAE. Assim, caso fosse possível estimar um modelo de previsão de preço ótimo, então, a volatilidade estimada também seria expressivamente menor, corroborando a existência de um mercado de opções de capacidade.

Posteriormente, com base nos preços estimados pelo modelo e na volatilidade calculada para os preços futuros teóricos, foi feito, por intermédio da metodologia apresentada por Black e Scholes, o cálculo do preço das opções de compra, ou seja,

das *calls*, que podem ser visualizadas na figura 4, para os dois submercados estudados.

Note-se que há semanas em que o preço das *calls* nos dois submercados é positivo, mas há semanas em que o preço das *calls* é igual a zero. Este era um resultado esperado já que, dada a variação do preço MAE, é natural que ocorra semanas em que as distribuidoras (compradoras) precisem recorrer ao mercado de opções, para garantir entrega de eletricidade para o mês seguinte, dado que nestes períodos a probabilidade de racionamento seria maior. Em alter-

“... um modelo de mercado spot competitivo e eficiente é condição essencial para o crescimento do setor elétrico brasileiro...”

nância, há semanas em que isso não é necessário dado que o preço MAE possa estar bastante baixo, devido à demanda reduzida.

Ou seja, há períodos onde é vantajoso exercer a opção de compra, o que significa dizer que o preço *spot* é maior do que o preço de exercício da opção. E, em contrapartida, há épocas onde é mais racional comprar energia diretamente no mercado *spot*. Quando o preço *spot* (ps) for menor do que o preço de exercício da opção (pe), o comprador não exerce sua opção e compra energia diretamente no mercado *spot*. O gerador disponível vende energia no mercado *spot* e é remunerado por pelo preço *spot*. Já quando o preço *spot* for maior do que o preço de exercício, então, o comprador exerce sua opção e paga o preço de exercício. Neste caso, o gerador disponível oferta energia ao comprador e é remunerado em pe. Em todos os casos, o gerador é remunerado também pelo prêmio do contrato de opções, que remunera os custos fixos de disponibilidade. Em suma, o mercado de capacidade opera como um *price-cap* ao nível pe.

O mercado de capacidade é uma combinação entre uma opção de compra de capacidade ou reserva de geração, um preço de exercício previamente estabelecido e uma penalidade por indisponibilidade. As transações com mecanismos do mercado de opções operam como um elemento estabilizador da receita do gerador, reduzindo, portanto, seu risco. Isto se torna ainda mais relevante para geradores que não tenham 100% da energia contratada.

Pode-se concluir, então, que há forte relação de interdependência entre o mercado *spot* e o mercado de opções de capacidade, e, por consequência, entre a eficiência de cada um destes mercados. Muito embora, o modelo aqui proposto resulte na redução da volatilidade do preço *spot*, sua eficiência também é afetada pelo modelo de mercado *spot*. Assim, um modelo de mercado *spot* competitivo e eficiente é condição essencial para o melhor dinamismo e crescimento do setor elétrico brasileiro.

O limite do modelo aqui proposto reside no fato de que o prazo de

maturidade do mercado de opções de capacidade, um mês, é relativamente curto, o que pode aumentar a correlação entre o valor dos prêmios e o preço MAE. No entanto, tem a vantagem de reduzir a volatilidade do preço MAE e garantir o aumento da confiabilidade no curto prazo. Contratos futuros de longo prazo, por sua vez, tenderiam a reduzir ainda mais a volatilidade do preço MAE. No entanto, estimar um modelo de previsão levando-se em conta um período de um ano requer uma quantidade significativa de dados. Sendo assim, este trabalho limitou-se a modelar os preços futuros com apenas um mês de antecedência.

7. Considerações finais

Este artigo teve como objetivo apresentar uma proposta de mercado de capacidade, com transações via mercado de opções, para o setor elétrico brasileiro. Discutiu-se que a para garantir um nível mínimo de confiabilidade, a capacidade instalada deve ser superior à demanda. Para tanto, num ambiente onde participem agentes privados, esta capacidade adicional deve ser remunerada. Assim, a proposta tem algumas características importantes:

- Foi proposto que capacidade, isto é, a disponibilidade dos geradores, seja transacionada via mercado de opções, do tipo europeu;
- Como a garantia de confiabilidade é o objetivo deste mercado, o MAE deve determinar a quantidade *ex-ante* e o preço é determinado no mercado de opções de capacidade;
- Este mecanismo reduziria o poder de mercado do lado da oferta e tornaria a demanda mais preço-elástica.

Além do mais, neste trabalho foi desenvolvido um modelo de previsão do preço MAE com o intuito de simular preços de opções de compra, no curto prazo. Mostrou-se que os preços futuros teóricos estimados comportam-se de forma sazonal, tal qual a série de preços MAE, e que, por consequência disso, os preços das opções de compra, calculados pelo modelo Black e Scholes, são positivos em determinados períodos

e nulos em outros. Isto mostra que há épocas em que os preços de exercício tendem a ter valor acima dos preços *spot* e épocas onde os primeiros são menores do que os últimos.

A principal implicação disso é que em alguns períodos os geradores serão remunerados pela sua disponibilidade futura e períodos nos quais não o serão, sendo, portanto, necessário buscar mecanismos para garantir tal remuneração em todos os períodos.

Examinou-se, também, que o próprio modelo de previsão tem restrições, o que implica restrições também nos preços futuros teóricos e nos preços das opções de compra. Isto permite concluir que mecanismos de mercado, como o proposto neste trabalho, somente serão eficientes se o mercado *spot* também o for. Em outras palavras, a partir da experiência internacional, especialmente o caso americano, pode-se notar que há forte correlação entre o mercado *spot* e o mercado futuro de energia elétrica. No entanto, tal correlação não permite verificar relações de causalidade, o que implica afirmar que os dois modelos de mercado são complementares e a eficiência em ambos é requisito para o sucesso destes tipos de mercado.

Conforme Fraser (2003), um mercado *spot* no qual os preços estão submetidos a rígidos controles, pode não induzir a um adequado nível de investimento, mesmo quando ocorre um choque de oferta. E, medidas no sentido de reduzir o poder de mercado podem reduzir o preço de escassez, que tenderia a estimular novos investimentos.

Resulta daí que algum tipo de obrigação de capacidade é desejável no sentido de reduzir a volatilidade do preço *spot*. Tal obrigação é ainda mais desejável quando o mercado de energia não é competitivo, e tal obrigação teria caráter passageiro.

É importante enfatizar que mercados secundários de energia ou capacidade são ferramentas preciosas para aumentar a confiabilidade e a liquidez do setor elétrico, como mostra a experiência internacional, mas, sua eficiência só ocorre na medida em que também sejam eficien-

tes os mercados de contratos e o mercado *spot*.

Tal Mercado e seu sistema de penalidade induzem ao aumento da expansão do sistema porque: como os geradores são remunerados pela disponibilidade, e sendo o CF o real custo de capacidade, então, como mostrado em Leite (2003), a capacidade seria transacionada a um preço igual ao custo marginal. Há incentivo também, pois como a penalidade é proporcional à diferença entre a capacidade requerida e a capacidade instalada, os geradores tenderiam a investir a fim de evitar tal situação.

Importa, por fim, destacar que um mercado de capacidade é um mercado adicional no sistema elétrico. A experiência bem-sucedida de alguns países (por exemplo, o pool dos países nórdicos) mostra que a co-existência de diferentes tipos de mercados (de contratos, *spot*, futuros) pode contribuir para o aumento da eficiência econômica no setor elétrico. Ou seja, a introdução de um mercado de capacidade é somente viabilizada à medida que outros mercados, como o *spot*, também estejam em operação no sistema.

Referências Bibliográficas

- ARAÚJO, J. L.H. et al. **Comparação entre MAE, PJM e Nord Pool**: relatório final. Brasília: ANEEL, outubro de 2001.
- COLLINS, Robert A. The economics of electricity hedging and a proposed modification for the future contract for electricity. **IEEE Transactions on Power System**, vol. 17, n.1, February 2002.
- CRAMTON, P. Electricity market design: the good, the bad and the ugly. In: Proceedings of the 36th IEEE Hawaii International Conference on System Sciences. January 2003.
- CRETI, A. & FABRA, N. **Capacity markets for electricity**. CSEM WP 124 (available at ww.ucei.org. last visited in February 28th 2004), February 2004.
- FELDER, F. An island of technicality in a sea of discretion: a critique of existing electric power systems reliability analysis and policy. **The Electricity Journal**. n. 14 (3), April 2001, p. 21-31.
- FRASER, H. The importance of an active demand side in the electricity industry. **The Electricity Journal**. n. 14 (9), November 2001, p. 52-73.

HIRST, E. & HADLEY, S. **Maintaining generation adequacy in a restructuring U.S. electricity industry.** Oak ridge National Laboratory Energy Division: report 472, October 1999.

HUNT, Sally & SHUTTLEWORTH, Graham. **Competition and choice in electricity.** West Sussex: Wiley, 1996.

JAFFE, A. FELDER, F. Should electricity markets have a capacity requirement? If so, how should it be priced? In: **Conference on Innovative Approaches to Electricity: Managing the transition to market-based pricing,** march 1996.

JOSKOW, P. **Resource adequacy obligations.** Mimeo: MIT/department of Economics (available at <http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/index.htm>, acessado em 05/01/2003), 6th of December 2002.

JOSKOW, P. & TIROLE, J. **Reliability and competitive electricity markets.** IDEI (mimeo, available at http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof_id=pjoskow&type=paper), 2004.

LEITE, A. L. **Modelo de mercado de capacidade com hedge para o setor elétrico brasileiro.** Florianópolis-SC: UFSC (Tese de Doutorado em Engenharia de Produção), 2003, 146p.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Relatórios de Progresso 1, 2 e 3.** Brasília, 2002.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Planejamento anual da operação energética – 2ª revisão quadrimestral.** Rio de Janeiro, 2004.

OREN, S. The role of financial instruments in a competitive electricity

market. In: **Proceedings of 1996 EPRI Conference on innovative approaches to electricity pricing.** La Jolia, California, March 27-29, 1996.

OREN, S. Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets. In: **Proceedings of VII Symposium of specialists in electric operational and expansion planning.** Curitiba, Brasil, 21 to 26 of May 2000.

STOFT. S. **PJM's capacity market in a price-spike world.** Power Working paper series n. 77, 2000.

VON DER FEHR, N.; HARBORD, D. & FABRA, N. **Capacity in a deregulated industry.** UCEI Working paper, n. 60, 1998.

VON DER FHER, N. & WOLAK, F. **Power sector reform in Brazil: some issues.** Stanford University (draft), 2003.



Departamento de Ciências Sociais Aplicadas PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO REGIONAL E URBANO



Publicações

Revista de Desenvolvimento Econômico – RDE (indexada) e classificada como Nacional A pela Qualis da Capes – Planejamento Urbano, Regional e Demografia e Arquitetura e Urbanismo,

Cadernos de Análise Regional – classificada como Local A pela Qualis da Capes – Planejamento Urbano, Regional e Demografia e Arquitetura e Urbanismo,

Revista Analisar (eletrônica)