

Gerenciamento da geração de energia elétrica por subsistemas: uma abordagem competitiva

Amaro Olimpio Pereira Junior*
Prof. Lucio Guido Tapia Carpio**

RESUMO

Este artigo descreve uma abordagem competitiva para a geração de energia elétrica no Brasil. O objetivo é propor um modelo em que cada subsistema gerencia a sua operação de forma independente, criando condições para o desenvolvimento da região de acordo com as suas próprias características. O processo decisório é descrito a partir da Teoria dos Jogos, em que os agentes levam a cabo suas estratégias a partir de decisões em relação às quantidades produzidas, resultando no equilíbrio Nash-Cournot. Nesta abordagem é destacada a importância de um correto dimensionamento das linhas de transmissão, pois esta assegura a competição sem a necessidade de arranjos para o gerenciamento da congestão.

Palavras-chave: Teoria dos Jogos; Reforma do Setor Elétrico Brasileiro; Gerenciamento de Sistemas de Energia.

ABSTRACT

This paper describes a competitive approach for the power generation in Brazil. The objective is to propose a model, where each subsystem is independent to manage its own operation, thereby creating the conditions for the regions development, according to their characteristics. The decision-making process for a hydrothermal power system is described as a Nash-Cournot equilibrium, whereby players make simultaneous decisions based on the output results. In this model, the correct transmission-line dimensioning assures the competition without congestion arrangements.

Keywords: Game Theory; Restructuring of Brazilian Electrical Sector; Energy System Management.

* Aluno de doutorado do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. E-mail: guido@ppe.ufrj.br

** Professor do Programa pós-graduação de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. amaro@ppe.ufrj.br

Introdução

O Brasil possui uma sofisticada e eficiente estrutura de fornecimento de eletricidade com características bem peculiares. De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS, 2004), mais de 85% da capacidade de geração de eletricidade, no país, são hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual, localizadas em diferentes bacias hidrográficas e interligadas por extensas linhas de transmissão. O restante da potência instalada é complementada por usinas termelétricas convencionais e nucleares.

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro pode ser atribuído, em grande parte, à iniciativa do Estado, que precisava fazer face à demanda de infra-estrutura (capital intensivo e de baixo retorno) que o modelo de substituição de importações, adotado pelo governo após a segunda guerra mundial, exigia. Devido à dimensão continental do país e ao enorme potencial hidrelétrico de suas bacias fluviais, foram arquitetadas grandes usinas hidrelétricas com o objetivo de obter significativas economias de escala. A introdução da competição no setor não era cogitada, pois se acreditava que não era tecnicamente possível ter um sistema capaz de operar tal complexidade inerente aos sistemas elétricos com uma confiabilidade aceitável. Além disso, os custos de transação seriam tão elevados que tornariam inviáveis as negociações entre os agentes do setor. Por isso, prevalecia a cooperação (verticalização) entre as empresas de geração, transmissão e distribuição, e o planejamento da expansão e da operação eram de responsabilidade do governo (Ferreira, 2000).

Entretanto, fatores internos e externos “impuseram” uma modificação organizacional na indústria de eletricidade no Brasil. No âmbito nacional, os choques do petróleo na década de 1970, que elevaram bastante os custos setoriais, seguidos da crise fiscal que se instaurou no país na década de 1980, quando a inflação atingiu patamares estratosféricos, fizeram com que houvesse uma redução de tarifas e um conseqüente aumento na demanda por eletricidade, principalmente do setor industrial, deteriorando a capacidade de investimento do setor. Dessa maneira, houve uma forte redução no ritmo da expansão da oferta de energia e, por isso, o país chegou aos anos 1990 com uma situação de alto risco de déficit. No cenário externo, no início dos anos 1980, surgiram várias críticas em relação à falta de incentivo e à redução de custos devida às distorções causadas pela regulação e pelas dúvidas quanto à hipótese de que havia

economias de escala, quando as empresas no setor eram verticalmente integradas. Com isso, países como os EUA, a Inglaterra e a Noruega deram início a modificações nas estruturas regulatórias da operação dos seus sistemas elétricos, o que mostrou que a introdução da concorrência, nesse mercado, era técnica e comercialmente viável. Ramos-Real (2004) cita algumas das hipóteses, baseada nas quais considera-se possível a competição no setor elétrico:

1. no nível da geração, os rendimentos crescentes de escala desaparecem em usinas de capacidade relativamente pequenas, por volta de 500 MW, segundo Wolak (1999), tornando a competição possível entre as geradoras;
2. a integração vertical entre as empresas do setor não leva a reduções de custos maiores que as obtidas pelo aumento de eficiência decorrente da concorrência no mercado;
3. como a competição no nível da transmissão e da distribuição requer uma duplicação da rede, essas atividades continuam sendo consideradas como monopólio natural. Entretanto, para assegurar a competição no setor e garantir a confiabilidade do sistema, deve-se permitir o livre acesso a essa rede sem nenhuma discriminação;
4. a medição e a cobrança podem ser separadas da distribuição. Essas atividades não têm características de monopólio natural e sua possível desregulamentação pode permitir ganhos de eficiência para o consumidor, advindos da competição entre as empresas responsáveis por essas atividades.

Tais fatos levaram o Brasil a implementar a reforma do setor elétrico, que teve início em 1993, quando passaram a existir empresas segregadas horizontalmente e desverticalizadas, que possibilitaram a competição nas atividades de geração e comercialização. Nesse novo mercado, todos os participantes passaram a ter livre acesso às linhas de transmissão, criando-se uma distinção entre o produto e o serviço¹. A reforma tinha também como objetivo amenizar o problema da dívida pública do país, através da privatização das empresas do setor.

Entretanto, essa reestruturação não foi capaz de atrair investimentos para a necessária expansão do sistema, fato que comprometeu a confiabilidade do sistema e, em 2001, governo foi obrigado a anunciar um plano de racionamento de energia, mostrando a necessidade de uma “re-estruturação” do setor.

No início de 2003, o novo governo que assumiu o poder com outra proposta para o setor elétrico brasileiro. Nesse modelo, a energia deixa de ser tratada como um produto para tornar-se novamente um serviço público, em que é criado um ambiente de contratação regulada, o *pool*, com o objetivo de garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica para toda a população a um preço módico e, ao mesmo tempo, remunerar adequadamente os investidores, assegurando, dessa forma, a expansão do sistema.

As novas regras do setor, entretanto, restringem a possibilidade de formação de mercados regionais em um país de dimensões continentais, uma vez que concentra a decisão de compra de energia em um único agente, o *single buyer*. É necessário reconhecer que há diferenças consideráveis entre os subsistemas² que precisam ser respeitadas; criar regras padronizadas para todo o sistema é uma tarefa bastante complexa.

O objetivo deste trabalho, portanto, é analisar, a partir de um modelo teórico, as condições para introdução de um arranjo em que a operação das usinas geradoras de energia elétrica seja definida de forma independente por subsistema. A idéia é que cada região desenvolva sua própria estrutura, criando condições para competição no mercado, entre os subsistemas, propriamente ditos.

A descrição da metodologia é feita a partir da Teoria dos Jogos, em que se modela a tomada de decisão dos atores participantes de um determinado mercado oligopolístico, que tem como objetivo maximizar lucros, levando em consideração o comportamento dos concorrentes, supondo que estes são racionais e atuam visando a maximizar o seu próprio lucro (Gibbons, 1999). O equilíbrio é atingido quando todos os participantes estão fazendo o melhor que podem em função das estratégias das firmas rivais. Tal situação é denominada equilíbrio de Nash.

Nesse modelo, o correto dimensionamento das linhas de transmissão é fundamental, na medida em que determina o grau de competição do mercado. Por isso, também será mostrada, neste trabalho, a importância do intercâmbio de energia entre os submercados para a operação de sistemas elétricos, bem como as formas de gerenciamento da rede.

A operação de sistema hidrotérmico

O objetivo do planejamento centralizado da operação de um sistema de geração de energia elétrica hidrotérmico, como o brasileiro, é determinar uma estratégia de produção para cada usina do sistema, de forma a minimizar os custos variáveis ao longo do horizonte de planejamento. Incluem-se nestes custos os gastos com combustíveis das usinas termelétricas, os eventuais intercâmbios entre os subsistemas e as penalidades pelo não atendimento da demanda, quando for o caso.

As usinas hidrelétricas que compõem o sistema elétrico brasileiro estão dispostas em cascata e possuem grandes reservatórios de regularização plurianual, por isso, a escolha sobre quanto se utilizar dos estoques de energia, em forma de água, desses reservatórios, é inerente à incerteza das tendências hidrológicas. Dessa forma, como ilustra a Figura 1, se a produção hidráulica for privilegiada, tem-se um menor custo atual, porém, se as chuvas não forem suficientes para encher os reservatórios, pode haver racionamento de energia, tornando a geração hidrelétrica mais cara no futuro. Por outro lado, se for privilegiada a produção térmica, e a tendência hidrológica superar as expectativas, haverá a necessidade de vertimento, desperdiçando-se a energia armazenada sob a forma de água. Existe, portanto, uma ligação entre a decisão operativa em um período qualquer e as suas conseqüências futuras, que é função dos prováveis estados do sistema. Esses estados são compostos por dois tipos de variáveis: o nível de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica do sistema.

Assim, o problema determinístico³ do planejamento da operação pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\begin{array}{ll} \text{Min} & c_t x_t + \alpha_t(x_{t+1}) \\ & \text{Sujeito a} \end{array} \quad (1)$$
$$A_t x_t \geq b_t$$

onde x_t representa os volumes dos reservatórios, a geração hídrica e térmica no estágio de planejamento t . Essas são as variáveis de decisão. Os termos $\alpha_t(x_{t+1})$ e c_t representam, respectivamente, as conseqüências operativas das decisões no primeiro estágio de planejamento e o custo unitário da geração térmica. Finalmente, $A_t x_t \leq b_t$ representa o conjunto de restrições,

como a de balanço hídrico, a de capacidade de produção das usinas geradoras e a capacidade de transmissão.

Por meio do algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), é possível chegar a uma solução ótima (Pereira, 1989) para o problema (1). Este algoritmo decompõe o problema da operação em um conjunto de problemas menores, cada qual associado a um estágio do planejamento. A função-objetivo de cada problema, num determinado estágio, minimiza a soma dos custos de operação do estágio presente mais o valor esperado do custo futuro de operação. O resultado ótimo é alcançado através de um processo de decisão sequencial em que o problema do estágio t envia a solução para o problema do estágio $t+1$ e recebe deste uma restrição, relacionando a variação marginal do valor da sua função-objetivo (estágio $t+1$) com a variação marginal da solução enviada pelo problema do estágio t .

Para exemplificar, considere um sistema hidrotérmico composto por dois subsistemas, S e N , que são abastecidos por uma usina hidrelétrica e três térmicas, cada um. Não há restrições de transmissão e o horizonte de planejamento é de cinco períodos, sendo os dados sobre aflúências e demanda estimados (ou seja, não estocásticos) e apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Afluência e demanda dos subsistemas S e N

Período	Afluências à Hidrelétrica S (MWmec)	Afluências à Hidrelétrica N (MWmec)	Demanda em S (MWmec)	Demanda em N (MWmec)
11	30000	6500	28400	8100
12	28000	8400	30600	8500
13	28000	4400	31200	8800
14	26000	6000	33100	9000
15	24000	1500	34000	9100

MWm

O fator de desconto é de 10% e o custo do déficit, 500 \$/MWh. Os volumes de água armazenada nos reservatórios no início do período de planejamento são, respectivamente, 26000 e 14700 MWmed. As demais características dos reservatórios das usinas hidráulicas de cada região são apresentadas nas Tabelas 2 e 3.

Tabela 2 – Características dos Reservatórios da região S

	t1	t2	t3	t4	t5
Volume Máximo (MWmed)	170000	177000	178000	179000	179000
Volume Mínimo (MWmed)	17000	17700	17800	17900	17900
Defluência Min (MWmed)	5900	6100	6100	6100	6100
Geração Máxima (MWmed)	24500	28300	29700	30200	30200

Tabela 3 – Características dos Reservatórios da região N

	t1	t2	t3	t4	t5
Volume Máximo (MWmed)	15000	15200	15300	15500	18000
Volume Mínimo (MWmed)	1500	1520	1530	1550	1800
Defluência Min (MWmed)	670	690	690	690	730
Geração Máxima (MWmed)	7900	8100	8300	8300	9200

Os dados relativos às térmicas de cada região foram agregados em classes térmicas⁴, adotando-se um custo médio para cada tecnologia, por região. A tabela 4 apresenta o custo unitário e a geração máxima de cada um tipo dessas usinas para a região S e a tabela 5, para a região N.

Tabela 4 – Geração Máxima Região S

Geração Máxima Região S	Custo (\$/MWh)	t1	t2	t3	t4	t5
Térmica S1 (MWmed)	20,00	1500	1500	1500	2000	2000
Térmica S2 (MWmed)	190,00	2000	3000	3500	4000	4000
Térmica S3 (MWmed)	90,00	900	900	1000	1400	1400

Tabela 5 – Geração Máxima Região N

Usinas Térmicas Região N	Custo (\$/MWh)	t1	t2	t3	t4	t5
Geração Máxima N1 (MWmed)	60,00	900	1000	1000	1000	1000
Geração Máxima N2 (MWmed)	80,00	2200	2600	2600	2600	2600
Geração Máxima N3 (MWmed)	140,00	600	600	600	600	600

O modelo foi programado em FORTRAN utilizando-se o pacote OSL (Optimization Subroutine Library) da IBM (1995). A tabela 6 mostra o resultado ótimo para todos os períodos do planejamento deste sistema hipotético.

Tabela 6 – Resultados do planejamento centralizado da operação

	Geração Hidro (MWmed)	Geração Térmica (MWmed)	Intercâmbio (MWmed)	Demanda (MWmed)	Preço da Energia (\$/MWh)
Subsistema S t1	24500	1500	2400	28400	80.00
Subsistema N t1	7900	2600	-2400	8100	80.00
Subsistema S t2	28300	1500	800	30600	80.00
Subsistema N t2	8100	1200	-800	8500	80.00
Subsistema S t3	29700	1500	0	31200	60.00
Subsistema N t3	8300	500	0	8800	60.00
Subsistema S t4	30200	2000	900	33100	80.00
Subsistema N t4	8300	1600	-900	9000	80.00
Subsistema S t5	30200	2200	1600	34000	90.00
Subsistema N t5	7100	3600	-1600	9100	90.00

O que aconteceria, entretanto, se por um motivo qualquer a capacidade de transmissão da linha que conecta as duas regiões tivesse uma limitação de 2000 MWmed ? A resposta depende da maneira como é feito o gerenciamento da congestão da rede de transporte de energia.

O Gerenciamento da Congestão

Conforme mencionado anteriormente, para garantir a competição na geração, permitiu-se o livre acesso à rede de transmissão, porém a atividade de transporte de energia continua sendo considerada monopólio natural e, como tal, demanda uma regulação adequada. Esta tarefa, entretanto, não é simples, pois não é possível determinar, nem mesmo, o caminho feito pelo fluxo de eletricidade. Segundo as leis de Kirchoff, esses fluxos seguem o caminho de menor resistência, que não são os estabelecidos em contratos de fornecimento de energia. Esta dificuldade é complementada pelos problemas de perdas de energia na linha⁵ e de congestão⁶.

De acordo com Araújo (1999), existem basicamente duas vertentes de alternativas para a representação do fluxo de energia, a determinação por caminhos (*path model*) e a determinação por localização (*location resolution*). A primeira abordagem consiste em convencionar um caminho para o fluxo de eletricidade a partir de áreas adjacentes, desconsiderando a rede real de transmissão. A desvantagem da adoção deste modelo está na dificuldade de se captar o congestionamento das linhas, por isso, não há muitos adeptos a esse arranjo. Esta dificuldade é contornada utilizando-se a segunda abordagem que consiste em representar a localização dos compradores e dos vendedores como pontos (nós) ou como zonas do sistema de transmissão. Dessa forma, a tarifa nodal refletirá a diferença entre os preços da energia no ponto exato onde ela é injetada ou retirada da rede, e a zonal a diferença entre os preços das regiões onde se encontram os geradores e os consumidores.

Retornando ao exemplo anterior, com uma linha de transmissão de 2000MWmed de capacidade e sob a hipótese de preços nodais, a energia fluirá da região onde o preço é menor para a região onde ele é maior até que a linha esteja congestionada. Nestas condições, o preço da energia transmitida será dado pela diferença entre os preços das duas regiões. No novo resultado ótimo, haverá congestão no primeiro período do planejamento, como mostra a tabela 7.

Tabela 7 – Resultados do período 1 com restrição de transmissão

	Geração Hidro (MWmed)	Geração Térmica (MWmed)	Intercâmbio (MWmed)	Demanda (MWmed)	Preço da Energia (\$/MW)
Subsistema <i>S</i>	24500	1900	2000	28400	90,00
Subsistema <i>N</i>	7900	2200	-2000	8100	80,00

Neste caso, um gerador térmico que tenha um contrato com um consumidor localizado na região *S* poderá não ser totalmente despachado e, por isso, teria que pagar pela energia não gerada pelo preço do mercado onde a energia seria consumida. O problema é que esta energia pode ser bem cara se houver, por exemplo, uma situação hidrológica desfavorável que resultasse em uma produção hidrelétrica menor. Esta volatilidade de preços, comum em sistemas hidrotérmicos⁷, representa um grande risco para os agentes do setor. Assim, apesar de a metodologia nodal ter apresentar a vantagem de sinalizar corretamente a necessidade de expansão da rede, ela dificulta a realização de contratos entre agentes localizados em diferentes regiões (ou nós) por causa dos riscos envolvidos nessas negociações.

Em um sistema onde competição na transmissão, contudo, pode-se reduzir a exposição dos geradores a partir da comercialização de contratos de congestão, onde são negociados os direitos da capacidade de transmissão (*transmission rights*). Esses direitos servem como *hedge* tanto para geradores da região onde há excedente, quanto para os consumidores da região deficitária e podem ser negociados no mercado sob a forma de contratos de opções ou de futuros. Para isso, todavia, é necessário que haja uma estrutura adequada para a comercialização desses contratos, o que não é o caso de muitos mercados emergentes como o brasileiro.

No Brasil, é adotado a metodologia zonal, porém a receita dos proprietários das linhas de transmissão é determinada no momento do leilão de concessão das novas construções⁸. Os investidores interessados fazem ofertas de receita requerida e vence aquele que fizer a menor. Este valor é incorporado ao preço da energia como um valor fixo e garantem a remuneração dos transmissores durante todo o período de concessão, com risco associado muito reduzido.

Ainda nessa abordagem de resolução por localização, existe uma outra maneira de gerenciar a congestão que é a conhecida como redespacho. De acordo com essa metodologia, o operador do sistema deve fazer uma simulação do despacho das usinas sem levar em conta as restrições de transmissão e uma outra considerando os limites de capacidade da rede. A diferença

do custo de operação nos dois casos representa a remuneração dos proprietários das linhas. O resultado, neste caso é o mesmo da metodologia nodal. Existem, entretanto, algumas variações para esse arranjo.

Na Inglaterra, por exemplo, o valor relativo à referida diferença de custo de operação do sistema é utilizada como compensação para os geradores que tiveram sua demanda reduzida, após o redespacho, e como pagamento àqueles que tiveram que aumentar a sua produção. A remuneração dos transmissores neste caso vem de um valor fixo que é adicionado à tarifa de energia (CGSE, 2002).

Na Suécia não há nenhuma compensação desse tipo, contudo, os geradores devem fazer ofertas de redução ou de aumento de produção para o operador do sistema redespachar as usinas de acordo com essas informações adicionais. Assim, a produção dos geradores que estiverem dispostos a pagar o maior preço na região onde há excedente será reduzida e será aumentada a dos que ofertarem o menor preço na região deficitária (Pignon, 2001).

Na Noruega, o operador do sistema recebe as ofertas de geração e de consumo e deduzem o preço da energia a partir do cruzamento das curvas de oferta e de demanda. Ocorrendo alguma congestão, haverá um redespacho. Neste caso, o operador do sistema irá recalculer o preço da energia na área onde os geradores tiveram que reduzir a produção e onde ela foi aumentada da seguinte maneira: Na região onde a produção teve que ser reduzida, a curva de oferta é deslocada para a direita, como se houvesse um aumento exógeno na venda de energia; e na região onde a produção teve que ser aumentada, a curva de demanda também é deslocada, representando um aumento exógeno no consumo. O resultado será um preço menor do que o calculado antes do redespacho na região onde a curva de oferta foi deslocada, porém maior do que seria se fosse adotada a metodologia nodal. Por outro lado, o preço na região onde a curva de demanda foi deslocada será maior que o preço calculado antes de considerar as restrições de transmissão, ou seja, antes do redespacho, porém menor do que o correspondente à metodologia nodal⁹ (Pignon, 2001).

O gerenciamento da congestão por redespacho, nas várias formas mostradas, apresenta a vantagem de reduzir a exposição dos geradores por mecanismos de mercados, entretanto, o redespacho pode ser bem caro especialmente em sistema elétricos muito complexos como o brasileiro. Pode-se notar, conforme já observado por Pignon (2001), que em qualquer método adotado, o resultado final do fluxo físico de energia nas linhas de transmissão é o mesmo, a diferença está no fluxo financeiro. Contudo, se a operação de cada subsistema for independente, de forma que cada região possa lucrar com a congestão, ou melhor dizendo, se houver uma competição entre os subsistemas, o resultado tanto do fluxo de energia quanto financeiro pode ser bem diferente.

A Operação por Subsistemas

Para descrever as estratégias competitivas dos agentes em um sistema hidrotérmico é necessário utilizar uma ferramenta como a Teoria do Jogos¹⁰, onde se modela a tomada de decisão dos atores participantes de um determinado mercado oligopolístico, que têm como objetivo maximizar lucros, levando em consideração o comportamento dos concorrentes, supondo que estes são racionais e atuam visando maximizar o seu próprio lucro (Gibbons, 1999). O equilíbrio é atingido quando todos os participantes estão fazendo o melhor que podem em função das estratégias das firmas rivais. Tal situação é denominada equilíbrio de Nash.

Uma das abordagens mais simples de serem implementadas para modelar o comportamento estratégico dos oligopolistas é o modelo de Cournot¹¹. As geradoras tomam simultânea e independentemente as suas decisões sobre a quantidade de energia que produzirão, sendo que cada uma considera como fixa a produção da outra. Borenstein e Bushnell (1999) utilizam uma extensão desse modelo para descrever comportamento das maiores firmas que competem no mercado, consideradas estratégicas. As menores são consideradas complementares (*price-taking*) e usam o preço do mercado para determinar seus níveis de produção, ou seja, suas escolhas diferem um pouco das estratégias produtivas de Cournot. Bushnell (1998) utiliza essa abordagem para um sistema hidrotérmico. Nesse modelo ele descreve, por meio de um subjogo perfeito¹² multi-períodos, o equilíbrio Nash-Cournot entre os produtores estratégicos. Esse equilíbrio em sistema hidrotérmico também é descrito por Scot e Read (1996). Entretanto, a metodologia adotada é o algoritmo da programação dinâmica dual utilizada no planejamento da operação de médio prazo, onde são analisados os efeitos de contratos e da estrutura da indústria

sobre o mercado atacadista de energia na Nova Zelândia. Kelman (2001) segue a mesma abordagem anterior, porém utilizando a programação dinâmica estocástica para analisar medidas mitigatórias para o exercício do poder de mercado no sistema elétrico brasileiro. Ele investiga o efeito de uma contratação obrigatória entre as usinas geradoras estratégicas e seus consumidores.

Abordagem alternativa ao equilíbrio Nash-Cournot é o Modelo de Bertrand, onde as estratégias dos agentes se baseiam na oferta de preços. A hipótese básica é que uma firma pode capturar todo o mercado estabelecendo um preço abaixo dos ofertados pelos competidores. Porém, a limitação de capacidade de produção representa uma importante restrição em um sistema elétrico. Assim, a demanda deve ser alocada ao produtor que oferta o menor preço, este então produz de acordo com a demanda com que ele se defronta. A demanda não atendida por essa firma é atendida pelo segundo produtor de menor preço, e assim sucessivamente. Kreps e Scheinkman (1983) demonstram que nessa situação as firmas competidoras escolhem suas capacidades produtivas e então competem ofertando preços. Cabe observar que devido a essa restrição de capacidade, o resultado corresponde ao equilíbrio de Cournot.

O modelo de Cournot foi também utilizado por Oren (1997) para representar a competição em sistemas elétricos considerando as restrições transmissão, onde um operador independente do sistema (ISO) é responsável pelo despacho ótimo dos geradores baseado nos preços ofertados. Ele descreve como o equilíbrio Nash-Cournot de estratégias puras é atingido em uma rede com dois nós e outra com três. Stoft (1998), entretanto, contesta esse resultado, mostrando, por um algoritmo denominado de *fictitious play*, que um único equilíbrio só pode ser atingido por um jogo de estratégias mistas. A limitação principal dessa abordagem é que eles não consideram uma estrutura em que a demanda e a oferta estejam em um mesmo nó. Esse problema é tratado por Borenstein e outros (1999), que examinam o papel da linha de transmissão em dois mercados de eletricidade geograficamente distintos de idênticas estruturas, dominados, cada um, por um monopolista. Eles assumem que a rede é operada por uma instituição que visa maximizar o bem-estar social, sinalizando preços que induzam ao uso eficiente da rede, denominados preços nodais (*nodal pricing*). Sob essa hipótese, se não houver congestionamento os preços serão iguais em ambos os mercados, representando o equilíbrio do duopólio.

Borenstein e outros (1999) determinam com a abordagem acima o efeito competitivo das linhas de transmissão para um sistema puramente térmico, onde tem-se um modelo estático. No presente trabalho será feita uma extensão dessa metodologia utilizando-se o algoritmo PDDE para representar o caso dinâmico, característica de um sistema hidrotérmico.

A função objetivo, neste caso, deve representar o lucro total ($\psi_{t,i}$) obtido pelo subsistema i no período t com o fornecimento de $X_{t,i}$ unidades de energia, onde $X_{t,i}$ é o somatório da produção hidráulica, da produção térmica e do intercâmbio entre os subsistemas da região i no período t . Este lucro é dado pela diferença entre a receita $[p_t(x_{t,i}) \cdot x_{t,i}]$ e o custo $c_t(x_{t,i})$ relativo à estratégia de produção ($x_{t,i}$) do subsistema i no período t , que compreende os gastos com combustíveis utilizados pelas térmicas, o custo devido ao não atendimento à demanda e o preço pago pela importação de energia, quando for o caso. O termo $P_t(x_{t,i})$ representa a função de demanda do mercado i .

$$\begin{aligned} \text{Max } \psi(x_{i,t}) &= x_{i,t}P_t(x_{i,t}) - C(x_{i,t}) + \psi(x_{i,t+1}) && \text{Sujeito a} && (2) \\ A_t x_{i,t} &\geq b_t \end{aligned}$$

A solução ótima para o problema (2) não é facilmente obtida, na forma como ele está apresentado acima. Porém é possível tratá-lo como um problema de programação dinâmica, conforme demonstram Scott e Read (1996), se ele for decomposto no tempo, ou seja, como vários problemas estáticos. Tem-se, dessa maneira, um problema de programação matemática, cuja função objetivo é não linear, com restrições de desigualdades.

Como uma função de Lagrange, o problema (2) pode ser expresso da seguinte forma:

$$L(x_{i,t}) = x_{i,t}P_t(x_{i,t}) - c(x_{i,t}) + \psi(x_{i,t+1}) - \lambda(A_t x_{i,t} - b_t)$$

onde λ é o multiplicador de Lagrange. A partir daí, podem ser determinadas as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker para o subsistema i , no estágio t , conforme apresentado abaixo:

$$\begin{aligned} P(x_{i,t}) + x_{i,t}(\partial P_t / \partial x_{i,t}) - \pi_{i,t} - A_t \lambda &= 0 \\ \lambda(A_t x_{i,t} - b_t) &= 0 \end{aligned}$$

onde $\pi_{i,t}$ é custo marginal do subsistema i .

Se a expressão $A_t x_{i,t} - b_t$ for um valor diferente de zero, tem-se que:

$$P_i(x_{i,t}) + x_{i,t}(\partial P_i / \partial x_{i,t}) = \pi_{i,t} \quad (3)$$

onde o lado esquerdo da equação representa a receita marginal e $\pi_{i,t}$, o custo marginal. A expressão $[\partial x / \partial P] \cdot [P/x]$ é a elasticidade preço da demanda ($\epsilon < 0$).

Tabela 8 – Resultados Operação Independente por Subsistemas

	Geração Hidro (MWmed)	Geração Térmica (MWmed)	Intercâmbio (MWmed)	Demanda (MWmed)	Preço da Energia (\$/MWh)
Subsistema S t1	24500	1500	2400	28400	87.88
Subsistema N t1	7900	2600	-2400	8100	87.88
Subsistema S t2	28300	1500	800	30600	89.14
Subsistema N t2	8100	1200	-800	8500	89.14
Subsistema S t3	29700	1500	0	31200	74.93
Subsistema N t3	8300	500	0	8800	74.93
Subsistema S t4	30200	2000	900	33100	90.50
Subsistema N t4	8300	1600	-900	9000	90.50
Subsistema S t5	30200	2200	1600	34000	124.95
Subsistema N t5	7100	3600	-1600	9100	124.95

O algoritmo que determina o processo decisório dos subsistemas em um ambiente competitivo pode ser descrito da seguinte maneira: Considere uma aproximação inicial para a função de lucro futuro e para as quantidades produzidas de cada subsistema¹³, bem como para o preço; determine a estratégia ótima para um subsistema, assumindo que a produção dos concorrentes permanece constante; faça o mesmo para os outros agentes¹⁴. As etapas seguintes têm as mesmas características do despacho centralizado. Este modelo também foi programado em FORTRAN utilizando-se o pacote OSL da IBM (1995). Usando os mesmos valores do exemplo anterior, tem-se como resultado:

Pode-se notar que o fluxo de energia é o mesmo do despacho centralizado, pois os subsistemas não poderão exercer o poder de mercado que a restrição de transmissão possibilita. Os preços, entretanto, serão diferentes, porque as regiões estão competindo entre si e, por isso, estabelecerão estratégias que maximizam os benefícios do subsistema. Intuitivamente, pode-se

notar que o preço de equilíbrio não será superior ao custo unitário de produção da usina mais cara da região onde o custo marginal é maior (que no exemplo é a região *S*), pois de outra forma ela irá preferir não importar energia do outro subsistema.

Dimensionamento das Linhas de Transmissão

Em um modelo competitivo, as linhas de transmissão passam a desempenhar um outro papel importante na operação do sistema, que é o de determinar o nível competição no mercado, visto que se a capacidade dela não for grande o suficiente, um dos subsistemas poderá exercer o seu poder de mercado e provocar a congestão da linha, tornando-se assim, monopolista da demanda residual, ou seja, daquela não atendida pelo intercâmbio entre os subsistemas.

Borenstein e outros (1999) desenvolvem um modelo onde é determinada a capacidade ótima da rede de transporte de energia, que é aquela em que não será interessante para nenhum dos agentes exercer o referido poder de mercado. Isto acontece quando a linha é grande o suficiente, de maneira que cada empresa tenha um lucro maior nessa situação do que teria se estivesse provocando a congestão. Pode-se notar, por outro lado, que não há nenhum ganho social em aumentar a capacidade da linha de transmissão além daquela que leva ao equilíbrio Nash-Cournot, cujos resultados são apresentados na tabela 8. A dimensão ótima da linha de transmissão pode ser determinada, portanto, comparando-se o lucro da região importadora quando ela adota a estratégia de congestionar a rede para diferentes capacidades de transmissão, com o lucro que ela obter quando não há restrições de transporte de energia.

No exemplo apresentado neste artigo, o lucro total do subsistema *S* nos cinco períodos de planejamento é da ordem de \$10 bilhões. Porém, quando o transporte de energia é limitado em 2000MWmed este subsistema terá um lucro 50% maior, se congestionar a linha. Mesmo com 2400MWmed de capacidade de transmissão, quantidade de máxima de energia transmitida na simulação do exemplo, o subsistema *S* ainda poderá exercer o seu poder de mercado. Neste caso, o lucro será 40% maior. Ele só se ficará indiferente entre provocar a congestão e competir efetivamente com uma linha com capacidade de transmissão de 2500MWmed, a dimensão ótima da rede que leva ao equilíbrio Nash-Cournot. As tabelas 9, 10, 11 mostram os resultados para a região *S* em cada uma das situações.

Tabela 9 – Resultados para uma capacidade de transmissão de 2000MWmed

	Geração Hidro (MWmed)	Geração Térmica (MWmed)	Intercâmbio (MWmed)	Demanda (MWmed)	Preço da Energia (\$/MWh)
Subsistema S t1	22000	4400	2000	28400	190.00
Subsistema S t2	23200	5400	2000	30600	190.00
Subsistema S t3	23200	6000	2000	31200	190.00
Subsistema S t4	23700	7400	2000	33100	190.00
Subsistema S t5	30200	1400	2000	34000	80.00

Tabela 10 – Resultados para uma capacidade de transmissão de 2400MWmed

	Geração Hidro (MWmed)	Geração Térmica (MWmed)	Intercâmbio (MWmed)	Demanda (MWmed)	Preço da Energia (\$/MWh)
Subsistema S t1	21500	4400	2400	28400	190.00
Subsistema S t2	22800	5400	2400	30600	190.00
Subsistema S t3	22800	6000	2400	31200	190.00
Subsistema S t4	23300	7400	2400	33100	190.00
Subsistema S t5	30200	1400	2400	34000	80.00

Tabela 11 – Resultados para uma capacidade de transmissão de 2500MWmed

	Geração Hidro (MWmed)	Geração Térmica (MWmed)	Intercâmbio (MWmed)	Demanda (MWmed)	Preço da Energia (\$/MWh)
Subsistema S t1	21500	4400	2500	28400	190.00
Subsistema S t2	25700	2400	2500	30600	90.00
Subsistema S t3	26200	2500	2500	31200	90.00
Subsistema S t4	27200	3400	2500	33100	90.00
Subsistema S t5	30200	1300	2500	34000	80.00

Pode-se notar, que nesses casos a congestão resultará em fluxos financeiros e de energia diferentes, conforme citado anteriormente. Com a linha de transmissão bem dimensionada, ou seja com 2500MWmed de capacidade, o fluxo de energia será o mesmo do despacho centralizado, sem a necessidade de gerenciamento da congestão. Deve-se ressaltar que uma rede com uma capacidade maior irá produzir os mesmos resultados, portanto, não há nenhum benefício adicional para o sistema em uma linha de maior capacidade.

Considerações Finais

Neste trabalho procurou-se mostrar a viabilidade da criação de mercados regionais no sistema elétrico brasileiro, a partir da operação independente dos subsistemas. Pôde-se constatar que isso é possível se houver um correto dimensionamento das linhas de transmissão, principal fonte de poder de mercado dos subsistemas. A aplicação dessa metodologia traz a vantagem de evitar arranjos para o gerenciamento da congestão, que em muitos casos são inviáveis, dependendo da complexidade do sistema elétrico e do nível de desenvolvimento do mercado de capitais do país. Além disso, a competição entre o subsistemas pode incentivar os investimentos locais, desenvolvidos de acordo com as características e os interesses da região.

O modelo apresentado neste artigo foi aplicado em um sistema com apenas dois subsistemas, entretanto, ele pode ser implementado em sistemas com mais regiões, sendo necessário para isso conhecer o fluxo de energia nas linhas de transmissão para determinar os potenciais pontos de congestionamento.

Referencias Bibliográficas

ARAÚJO, João Lizardo R. Hermes de. “Questões da Transmissão em um Setor Elétrico Reestruturado”. In: *Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro*. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 1999.

BAI, Xiaomin; SHAJIDEHPOUR, S.M.; RAMESH, V.C.; YU, Erkeng. “Transmission Analysis By Nash Game Method.” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, nº 3, pp. 1046-1052, 1997.

BERRY, C.A.; HOBBS, B.F.; MERONEY, W.A.; O’NEILL, R.P.; STEWART JR, W.R. “Understanding How Market Power Can Arise In Network Competition: A Game Theoretic Approach”. *Utilities Policy*, pp. 139-158, 1999.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James. “An Empirical Analysis of the Potencial for Market Power in California’s Electricity Industry”. *Journal of Industrial Economics*, vol. 47 (1999), pp.285-324.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James; STOFT, Steven. “The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry”. PWP-040r, University of California Energy Institute. October, 1999.

BUSHNELL, James. “Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Competition in the Western U.S.” PWP-056r, University of California Energy Institute. July, 1998.

COMITE DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. “Relatório de Progresso nº 4”. CGSE/CNPE/MME. Brasília, 2002.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. “Privatização do Setor Elétrico no Brasil”. In: A Privatização no Brasil - O caso dos serviços de utilidade pública, pp.179-220. BNDES-OCDE. Rio de Janeiro, 2000.

GIBBONS, Robert. “An Introduction to Applicable Game Theory.” National Bureau of Economic Research. Technical Working Paper Series. Cambridge, 1999.

IBM Corporation. “Optimization Subroutine Library (OSL). Guide and Reference”. Release 2.1. Fifth Edition. 1995.

KELMAN, R., BARROSO, L.A.N. e PEREIRA, M.V.F. “Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems” IEEE Transaction on Power System. Vol. 16, pp. 354-359, 2001.

KLEMPERER, P.; MEYER, M. “Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty”. *Econometrica*, 57 (November, 1989), 1243-1277.

KREPS, David M.; SCHEINKMAN, José A. “Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes”. *The Bell Journal of Economics*. 14 (1983), pp. 326-337.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). “Planejamento Anual da Operação Energética”. Rio de Janeiro, 2004.

OREN, Shmuel S. “Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competition Generation.” *The Energy Journal*. Vol. 18, Nº 1, pp. 63-83, 1997.

PEREIRA, M.V.F., “Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems”, *Electric Power & Energy Systems*, vol.11 pp. 161-169, 1989.

PIGNON, Virginie. "Electricity Transmission Tariffs in the Nordic Countries : An Assessment of Pricing Rules". Working Paper, disponível no site: www.jm.u-psud.fr/~adiselec/papiers/vp01a.pdf. Paris, 2001.

RAMOS-REAL, Francisco Javier. “Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation”. *Energy Policy*, disponível online em março de 2004.

SCOTT, T.J.; READ, E.G. “Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market.” *International Transaction in Operational Research*. Vol.3, Nº ¾. pp.243-253, 1996.

STOFT, Steven. "Congestion Pricing with Fewer Prices than Zones". Working paper disponível no site: www.stoft.com/e/lib/papers/Stoft-1998-Fewer-Prices-than-Zones.pdf. March, 1998.

VENTOSA, Mariano; BAÍLLO, Álvaro; RAMOS, André; RIVIER, Michel. “Electricity Market Modeling Trends”. *Energy Policy*, disponível online em março de 2004.

VON DER FEHR, Nils-Henrik Morch; HARBORD, David. "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry". The Economic Journal. 103 (1993). pp. 503-546.

WOLAK, Frank A.; "Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison". Competition Policy in the Asia Pacific Region, EASE Volume 8. Takatoshi Ito and Anne Krueger (editors). University of Chicago Press, 1999.

¹ O produto é a energia e o serviço é a transmissão e a distribuição.

² O Brasil possui quatro subsistemas, ou submercados, que representam a regiões Sul, a Sudeste/Centro-Oeste, a Nordeste e a Norte do país.

³ O problema da operação é, na verdade, estocástico, devido à imprevisibilidade das tendências hidrológicas. Neste trabalho, entretanto, as afluições serão consideradas como conhecidas, pois a introdução desta complicação não é fundamental para os objetivos deste trabalho.

⁴ uma classificação que sugere que elas são separadas por tipo de combustível utilizado.

⁵ As perdas são causadas pela dissipação em forma de calor, sendo que a dimensão desta perda é função de características técnicas das linhas, principalmente da sua resistência, e do fluxo de energia. Apesar de ser uma questão importante no gerenciamento na transmissão, este problema, assim como o *loop flow* e potência reativa, não serão tratados nesse trabalho, pois não modificariam qualitativamente os resultados do modelo.

⁶ Uma linha é considerada congestionada quando o fluxo de energia que passa por ela é igual a sua capacidade.

⁷ No Brasil, as usinas hidrelétricas compartilham parte dos riscos hidrológicos através de um arranjo denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

⁸ As novas linhas que serão objeto de leilão de concessão são escolhidas a partir de um plano determinativo de expansão

⁹ É interessante notar que, embora a Suécia e a Noruega façam parte de um mesmo sistema ao lado da Finlândia e da Dinamarca, o Nordpool, eles adotam metodologias diferentes tanto para o gerenciamento da congestão, como para o gerenciamento das perdas de transmissão.

¹⁰ Ventosa e outros (2004) mostram as vantagens de se adotar essa abordagem.

¹¹ Outros caminhos possíveis, porém de difícil adaptação ao sistema elétrico brasileiro, é através do modelo *supply functions* (Berry e outros, 1999), (Klemperer e Meyer, 1989) ou do modelo *sealed-bid multiple-unit auction* (Von der Fehr e Harbord, 1993), ou ainda do modelo *Nash Bargaining Game* (Bai e outros, 1997).

¹² Um subjogo-perfeito é um refinamento do equilíbrio de Nash, onde em um jogo dinâmico, cada pedaço (subjogo) satisfaz as condições de equilíbrio (Gibbons, 1999).

¹³ Diferentemente do despacho de mínimo custo, a estratégia passa a ser individual de cada subsistema, ou seja, existe uma função objetivo para cada subsistema.

¹⁴ Uma boa aproximação para preço e quantidades produzidas iniciais é o obtido no despacho centralizado (Berry e outros, 1999).