

Mercado Spot e Energia Elétrica: uma commodity como outra qualquer?

Gilson G. Krause*

Resumo

Este artigo visa fazer uma síntese das características principais dos mercados spot em implantação/estudos no setor elétrico de diversos países. A discussão é apresentada a partir do caso do setor elétrico britânico acrescida de algumas informações sobre outros países (Noruega, EUA, Argentina). São analisadas as principais vantagens (destacando-se a otimização de curto prazo) e riscos inerentes ao novo sistema. Recomenda-se, ao contrário do sistema britânico, que a implantação de um mercado spot seja feita em etapas, ressaltando-se que esse mercado é um dos passos na redivisão dos riscos do setor, na evolução do conceito serviço público, usuário para uma relação cliente-fornecedor. Colocam-se ainda em evidência certas diferenças entre países industrializados e em desenvolvimento que levam a um nível de riscos mais elevado quando da implantação de mercados *spot* nestes últimos.

1 Introdução

O setor elétrico de virtualmente todos os países desenvolveu-se sob forte intervenção pública, independentemente do critério de propriedade praticado. Comissões de regulação nos Estados Unidos, ministérios de tutela na Europa, não existia forma padrão, embora sempre existisse forte intervenção pelo menos ao nível fiscal. A partir dos anos 60 nos Estados Unidos (relatórios Averch & Jonhson [1962] e Stigler & Friedland [1963] principalmente) e dos anos 80 em outras regiões, começou-se a questionar a eficácia dos mecanismos de intervenção praticados.

Faz-se necessário ressaltar que tal questionamento desenvolveu-se nos Estados Unidos precedido de difusão significativa de mecanismos de defesa do consumidor e do aparato jurídico-legislativo. No plano europeu, as mudanças dão-se em contexto de quase-estagnação (baixo crescimento de demanda) do setor elétrico. Em todos os casos, trata-se de mudança no próprio conceito de serviço público, que sustentava parte dos mecanismos de regulação econômica do setor, agora aproximando o setor de uma relação cliente-fornecedor. Nos países em desenvolvimento, em sua maioria apresentando taxas de crescimento de demanda significativas, fortes externalidades associadas aos empreendimentos do setor, parcelas significativas da população ainda não cobertas pelo suprimento de energia elétrica e aparatos de regulação política e legal desorganizada, a situação é nitidamente mais complexa e tal reforma reveste-se de riscos mais importantes

Em todos os casos, o sistema tarifário, parte integrante do sistema de regulação deverá adaptar-se às reformas neste novo contexto, e entre as mudanças hoje cooptadas em implantação, destaca-se o desenvolvimento dos mercados spot, sistema de leilões de MW ou MWh que serviriam de base para os preços do setor.

Apresenta-se neste artigo, de forma muito resumida, os principais sistemas de tarifação de energia elétrica em vigor, dando-se alguns detalhes da tarifação dinâmica. Em seguida faz-se uma síntese das características do mercado spot com base principalmente na experiência britânica. Para facilitar a compreensão do leitor não familiarizado com este sistema, apresenta-se igualmente descrição sumária do setor elétrico britânico pós-reformas de 1990.

2 Tarifação de energia elétrica - conceitos gerais

A eletricidade distingue-se de outros bens (mesmo energéticos) pela dificuldade de estocagem e pela necessidade de adaptação em tempo real do nível de produção à uma demanda extremamente variável temporal e espacialmente¹. Longe de ser redutível à um agregado estável, a curva de demanda depende diretamente do peso dos diferentes setores de consumo, dos usos e do parque de equipamentos, de influências climáticas aleatórias, etc. Do lado da oferta, conta-se com usinas de capacidade e características operacionais diferentes, hidráulidade variável etc., somando-se às

* Promon Engenharia Ltda

¹ A dimensão espacial da demanda é com frequência um problema subestimado (Hourcade & Colombier, 1989).

características e restrições das redes de transmissão e distribuição. A despeito de tais características, a sintonia oferta-demanda deve dar-se em nível muito fino, nos planos espacial e temporal.

Às dificuldades de estocagem e de acompanhamento oferta demanda, soma-se o caráter capital intensivo do setor (emprego de capital até níveis equivalentes a 400% da receita anual), onde as decisões de investimento baseiam-se em projetos de longo prazo de implantação e maturação (Monier, 1983).

2.1 Critérios de política tarifária

Na prática, os preços dos produtos energéticos podem ser decorrentes de critérios administrativos, de forças de mercado ou ainda de acordos entre empresas energéticas e o poder público. De fato, encontra-se freqüentemente uma combinação destas diferentes formas, às vezes buscando-se compromissos que simulem o resultado de um mercado concorrencial via tarifas arbitrárias. No caso preciso da energia elétrica e sem considerar casos extremos em que a energia sendo considerada "catalisador de desenvolvimento" pode ser até gratuita², os critérios principais para estabelecimento de políticas tarifárias são:

- critério da disposição a pagar (willingness to pay) ou tarifação segundo valor de uso;
- critério contábil, segundo os custos médios (uniformes ou por faixas);
- critérios marginalistas;
- tarifação dinâmica (incluindo o mercado spot³).

2.1.1 O critério do valor de uso (função utilidade) é muito usado em áreas de baixo desenvolvimento (o valor de uma pilha em áreas isoladas chega a 5000US\$/MWh) e cooperativas rurais e com freqüência sustenta decisões políticas na determinação das tarifas.

2.1.2 O critério contábil (controle dos níveis de lucratividade) é o critério mais usado, mesmo que sabidamente seja indutor de sobre-investimento e ineficiências, tanto do lado da oferta como do lado dos consumidores (deficiências do "sinal tarifário"). Uma evolução do sistema de controle de preços médios é o chamado preço tampão (price cap) onde regulador e regulados arbitram um preço-teto, válido por período pré-determinado, durante o qual os preços são corrigidos pela variação da inflação, descontando-se uma previsão de ganhos de produtividade. Este sistema é empregado, por exemplo, para regular as atividades de transmissão e distribuição na Inglaterra: os preços são fixados a cada 5 anos e variam neste intervalo segundo a fórmula RPI-X (retail price index menos um fator X de incitação aos ganhos de produtividade⁴).

2.1.3 A tarifa baseada nos custos marginais, desenvolvida principalmente pelos franceses, é, em teoria, aquela que mais aproxima o equilíbrio oferta demanda do "ótimo de Pareto". As tarifas sinalizam o custo de suprimento (ou do déficit) do KWh suplementar; podem ser empregados custos marginais de curto (*Short Run Marginal Costs*) ou u. longo prazo (*Long Run Marginal Costs*) ou custo marginal em desenvolvimento, sendo os últimos mais adequados às características do setor. Na prática, em função de incertezas no planejamento, problemas de assimetria de informações e indivisibilidade dos investimentos, as tarifas com base nos custos marginais podem levar a importantes desequilíbrios econômicos, o afastamento do parque instalado em relação às variações de curto prazo da demanda levando a perdas econômicas e a ineficiências do ponto de vista energético. No caso de sistemas de base predominantemente hidrelétrica, outros problemas vêm se somar, exigindo adaptações e impondo limites no uso da tarifa baseada nos custos marginais. As tarifas baseadas nos custos marginais ligadas a um sistema elétrico a custos marginais decrescentes levariam a déficit contábeis e neste caso aplicam-se restrições de ordem orçamentária (tarifas de Ramsey-Boiteux)⁵.

² Caso, por exemplo, de certas regiões na Índia onde a energia de péssima qualidade é gratuita ou quase e o ônus político para mudar tal situação é dificilmente superável. Este ponto leva à discussão sobre o real caráter de serviço público da eletricidade, mas tal debate encontra-se além do escopo deste trabalho.

³ De fato, do ponto de vista teórico, o mercado spot baseia-se em critérios marginalistas, mas encontra-se separado neste trabalho, onde o discutiremos com mais detalhes.

⁴ Na prática pode ocorrer que incertezas na antecipação do comportamento do regulador induzam a concessionária a não engajar esforços significativos de produtividade (ganho além do fator espaço versus espaço no intervalo de negociação). Pode-se ainda, em presença de lucros importantes da concessionária e conseqüente pressão política, reduzir-se o período negociado (caso do setor de telecomunicações na Inglaterra), comprometendo a credibilidade do sistema.

⁵ Ressalta-se que as tarifas de Ramsey-Boiteux induzem efeitos perversos de subsídios cruzados, sendo os preços função inversa da elasticidade da demanda.

2.1.4 A tarifação dinâmica tem como objetivo principal justamente o de otimizar o curto prazo, diminuindo lacunas das tarifas marginalista e contábil. Trata-se de uma extensão da modulação tarifária, que consiste em distinguir vários períodos (diários, semanais, sazonais) para que os preços sejam melhor adaptados à curva monótona de potência. Procura-se, na realidade, uma aproximação entre custos marginais de curto e longo prazos. Os limites impostos a tal prática originam-se principalmente nos custos de informação e medição. Em paralelo, a complexificação do sistema tarifário leva a uma opacidade maior entre os consumidores e o sinal tarifário e faz-se necessário que o consumidor possa adaptar sua demanda a tarifas distintas no tempo. O desenvolvimento tecnológico na área de informação e medição (e.g., corrente portadora) pode mitigar tal problemática, mas a questão da opacidade ao sinal tarifário permanece relevante.

Diferentes níveis de modulação tarifária são disponíveis segundo os países e classes de consumo. A tarifação dinâmica - também chamada real time ou responsive pricing - procura levar mais longe o conceito da modulação tarifária buscando a otimização a curtíssimo prazo (very short run). Trata-se de informar aos consumidores a variação dos custos marginais de curto prazo, a intervalos pré-determinados ou até em tempo real.

Atualmente, inúmeras concessionárias publicam seus preços com antecedência (anualmente, por exemplo), em função de dados estocásticos sobre demanda, hidrologia, dados climáticos, preços de combustíveis, disponibilidade de equipamentos, etc. O comportamento diário - ou horário - pode apresentar discrepâncias, que seriam evitadas se tais preços fossem calculados e informados em tempo real. Alguns países praticam tarifas (principalmente junto a consumidores industriais) informadas com antecedência de uma semana, um dia ou horas. Em raros casos (ex.: PG & E nos Estados Unidos, algumas concessionárias na Noruega) o cálculo é efetivamente feito em tempo real e informado automaticamente ao cliente, que deve dispor de sistema automatizado de controle de demanda e/ou troca de fonte energética.

A otimização desse processo depende, como ressalta Sanghvi (1989):

- da estrutura de custos da concessionária;
- do potencial dos clientes de responder a tal mecanismo de incitação;
- dos custos e benefícios decorrentes dos sistemas de medida, faturamento, comando e controle que suportariam a tarifação dinâmica.

Alguns exemplos de tarifação dinâmica: na França, tem-se a tarifa EJP (Effacement Jours de Pointe), válida por 22 dias/ano, 18 horas/ dia, uma espécie de tarifa interruptível com entrada em vigor informada com algumas horas de antecedência; na Suécia, fixam-se tarifas interruptíveis em função da hidraulicidade, arbitrando-se tarifas garantidas 8000 horas/ano e 15000 horas/5 anos; no Brasil, são revisadas anualmente as diversas classes de tarifas interruptíveis em função da hidraulicidade.

Testes estão sendo realizados em diversos países e ressalta-se o desenvolvimento e queda de preço dos equipamentos de medida e informação. Estão sendo feitas ainda pesquisas no sentido de determinar-se as elasticidades preço-tempo, isto é., a capacidade dos consumidores de deslocarem suas demandas, a partir de estímulos econômicos (ver, por exemplo, David, 1988).

À guisa de exemplo, apresenta-se a seguir uma lista dos sistemas de tarifação aplicados em alguns países industrializados. É interessante notar que a tendência recente era de uma mudança para sistemas de base marginalista. No presente, a tendência concentra-se nas alternativas ditas "de mercado", **seja a concorrência no mercado (ex. mercado spot), seja a concorrência pelo mercado (ex. bidding, concorrências pelas concessões).**

No que concerne aos países em desenvolvimento, pode-se constatar igualmente situações bastante diversas, mas tarifas de base marginalista são em geral pouco utilizadas. A tabela a seguir reúne dados de um relatório do Banco Mundial (1990) referente a 76 países em 1987.

País	Contábil	RPI+X	LRMC	Dinâmica	Spot
Estados Unidos	X		X	X	X
França			X	X	
Bélgica	X				
Alemanha	X ⁶				
Grã-Bretanha		X		X	X
Espanha	X	X			
Japão	X				
Itália			X		
Portugal			X		
Holanda			X		
Noruega			X	X	X
Austrália				X	X

	Utilities	Região				PIB/hab.		
		África	Ásia	EMEN A	LAC	Baixo	Médio	Alto
Quantidade	76	33	17	11	15	33	31	12
%	100	42	22	14	20	43	41	16
Custos Marginais								
Sim(%)	22	21	29	9	27	18	23	33
Cogitados(%)	17	12	24	9	27	15	23	8
Sem Previsão(%)	61	67	47	82	47	67	55	38

3 O sistema elétrico britânico pós-reformas⁷

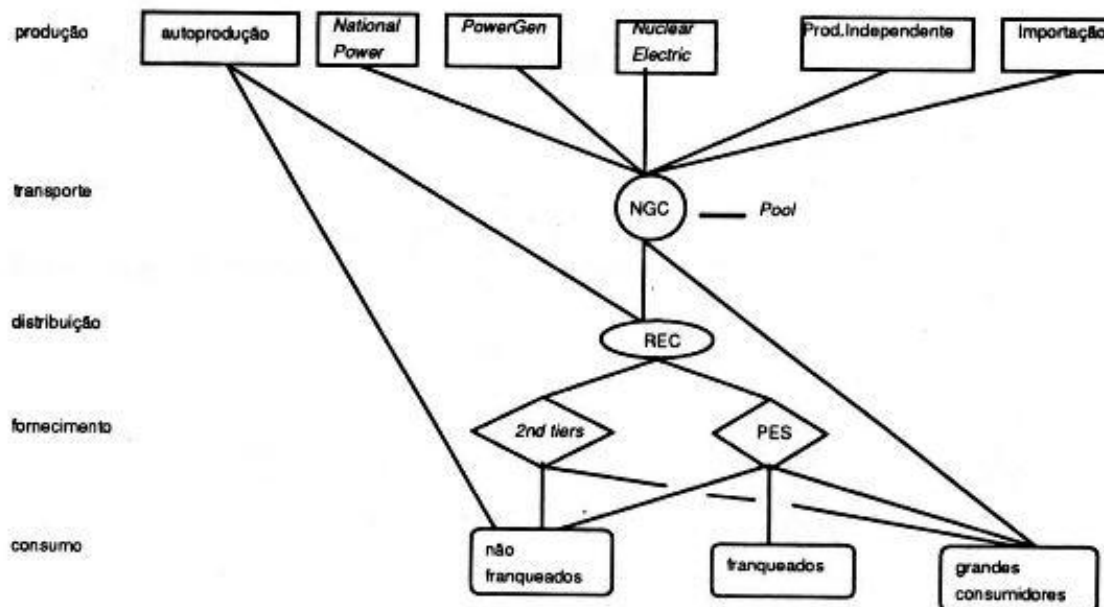
Conforme citado anteriormente, nossa análise do mercado spot basear-se-á na experiência britânica. Assim, apresentamos a seguir uma breve descrição, visando permitir uma melhor compreensão ao leitor não conhecedor deste sistema.

O novo sistema britânico foi concebido no intuito de introduzir a concorrência nos níveis da geração e do fornecimento de energia elétrica, reconhecendo um caráter de monopólio natural às atividades de transporte de energia. O sistema autoriza o acesso de terceiros à rede (transit. wheeling ou common carrier⁸) segundo a forma de um pool. A figura a seguir fornece uma visão geral do sistema.

⁶ O sistema alemão se apoia em negociações entre os governos das länders e os consumidores, mas não existe suficiente transparência e pouco se controla os subsídios cruzados

⁷ (Krause & Poppe, 1992; Electricity Act, 1989; Ewbank Preece, 1991; Holmes & Plasket, 1990; Willians, 1990).

⁸ Usa-se muito o termo wheeling para designar formas técnicas e jurídicas distintas de acesso à rede. Em sua origem nos Estados Unidos, wheel(ing) compreendia somente as transações entre duas utilities utilizando a rede de uma terceira; transit se aplicava ao uso da rede de uma utility para Transporte de um produtor a um consumidor, e common carrier representava o acesso livre a todos os produtores e consumidores à rede. No regime de common carrier, a capacidade da rede é repartida entre todos aqueles que solicitam seu uso.



NGC - National Grid Company;
REC - Regional Electricity Company;
PES - Public Electricity Suppliers

Geração

A geração de energia elétrica é atualmente dominada por três grandes empresas (Nuclear Electric, National Power e PowerGen), oriundas da separação do antigo Central Electricity Generation Board (CEGB). A produção de energia de origem nuclear permanece nas mãos do governo e os consumidores, inclusive empresas de distribuição, são obrigados a comprar toda produção disponível de origem nuclear (aproximadamente 20%). National Power e PowerGen detêm parques de 29,5 e 18,8 GW respectivamente, formados (1991) de usinas a carvão (73%), óleo combustível (21%), gás natural (5%) e hidráulicas (1%). A auto-produção corresponde a aproximadamente 6% do consumo total. A capacidade do sistema é completada por ligações com a França (2 GW) e Escócia (1 GW), além de usinas reversíveis para operação em ponta, pertencentes à National Grid Company (NGC). A produção independente e a auto-produção se desenvolvem, e acordo recente do regulador com os dois maiores produtores (National Power e PowerGen) levou à venda de parte de suas usinas a produtores independentes sob ameaça de recurso à legislação anti-truste.

Transmissão

NGC é a empresa encarregada do sistema de transmissão (linhas de 275 a 400 kV), pertencendo às doze empresas de distribuição - RECs, na proporção das demandas respectivas. NGC tem a responsabilidade de coordenação e despacho do sistema, assim como da gestão do sistema de pool e do mercado spot.

Distribuição e fornecimento

No novo sistema britânico encontram-se separadas (umbundling) as atividades de distribuição e o fornecimento (serviços comerciais, faturamento e medição, assistência aos consumidores, venda de equipamentos etc.) da energia. As doze antigas empresas de distribuição foram privatizadas e renomeadas Regional Electricity Companies - RECs. As RECs são assim responsáveis pelos sistemas de distribuição (linhas abaixo de 240 kV). Essas empresas têm ainda uma concessão como fornecedores

(Public Electricity Supply Company - PES)⁹, mas trata-se de um mercado concorrencial e outras empresas ou brokers podem igualmente se candidatar. As RECs têm o direito de produzir até 15% da demanda de suas áreas de concessão e outras RECs/produtores podem candidatar-se aos serviços de suprimento até percentual equivalente da demanda de cada área.

Polo (spot market)

O pool britânico funciona como uma associação onde os membros são os vendedores (geradores) e compradores (distribuidores, fornecedores, consumidores) de energia elétrica. A gestão está a cargo de um comitê onde têm assento os atores principais. As regras de funcionamento (Pooling and Settlement Agreement - PSA) estão sujeitas a aprovação do regulador.

Os geradores vendem energia ao pool, assim como ancillary services (serviços ligados à segurança e à estabilidade do sistema). A remuneração dos produtores é feita segundo o Pool Input Price (PIP). Os compradores pagam o Pool Output Price (POP), que inclui despesas decorrentes das restrições da rede e remuneração da NGC (a diferença POP-PIP chama-se uplift). O cálculo dos preços do pool (PIP) se faz sobre a base de informações diárias fornecidas pelos produtores sobre a disponibilidade (Declared Net Capability - DNC) e preços de produção de cada 1/2 hora do dia seguinte (preços monômios em £/kWh). NGC estabelece uma ordem de mérito de entrada de centrais no sistema, levando em consideração aspectos ligados à flexibilidade das usinas e restrições da rede para atender à demanda.

O PIP se estabelece a partir de dois componentes: o System Marginal Price (SMP) e o Capacity Element (CAP). O SMP é o preço da usina marginal na ordem de mérito, refletindo o custo marginal de curto prazo do sistema. O CAP, função da DNC e do custo e probabilidade de déficit, deve refletir o custo marginal de longo prazo. Ver fórmula a seguir:

$CAP = (VOLL - SMP) \cdot LOLP$, onde:

- VOLL - Value of Lost Load, custo de déficit (estabelecido pelo regulador em 2 £/kWh para o ano fiscal 1991/1992)¹⁰;

- LOLP - Loss of Load Probability, reflete a probabilidade da capacidade de produção do sistema não atender à demanda, provocando cortes. A LOLP é calculada diariamente pela NGC.

É interessante notar que a teoria marginalista não é estranha ao sistema spot: o SMP deve refletir o custo marginal de curto prazo e o CAP o de longo prazo. Este sistema deveria, ao menos teoricamente, sinalizar de forma mais precisa os custos reais aos consumidores (Berrie, 1988), mas a experiência não permite ainda confirmar tal aproximação teórica, quer de curto, quer de longo prazo. Em particular, a determinação da componente de capacidade do PIP é demasiadamente dependente do custo e probabilidade de déficit, e este sinal para novos investimentos pode ser influenciado por conjunturas de curto prazo (por exemplo, manipulações na DNC).

4 O mercado spot

(Schweppe, 1988; Smith, 1988; Littlechild, 1988)

O sistema spot pode incluir somente a energia secundária ou excedente (como na Noruega, desde 1981), ou incluir o essencial da capacidade e da energia transacionada (como no sistema britânico).

De maneira teórica, os preços spot refletem, a cada instante t , a soma dos custos marginais de combustíveis, de manutenção, de perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, assim como a qualidade da energia. Os custos ligados à qualidade (ou confiabilidade) refletem o incremento de custo para manter o equilíbrio oferta-demanda, o custo do déficit para cada consumidor ou classe de consumidores e o custo anual do investimento necessário para manter evitar o déficit. O preço do spot p_{ij} no instante i , na localidade j será de (Weyman-Jones, 1988):

$p(j,i) = \lambda(i) + \alpha(j,i)$, onde

$\lambda(i)$ = SRMC de produção no instante i (system lambda)

$k(i)$ = qualidade de suprimento ou prêmio de corte

⁹ Estima-se que as atividades de distribuição representam 85% do volume de negócios das RECs, as atividades como PES representando de 10 a 15% deste volume.

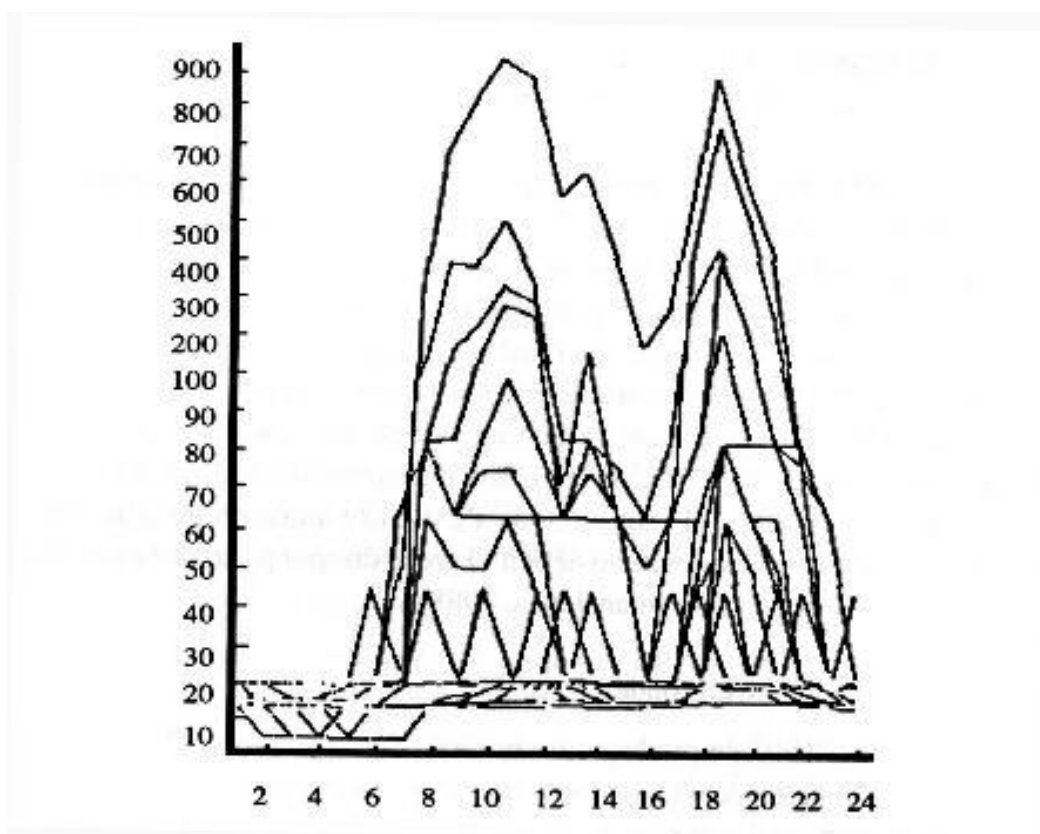
¹⁰ Na ausência de um mercado em concorrência perfeita, este valor se estabelece após "consultas ao setor industrial", mas não existe transparência suficiente, implicando risco de distorções significativas.

$\alpha(j,i)$ = custo das perdas de transmissão e distribuição até o ponto j, em i

"...also eliminate the real welfare losses or additional real opportunity costs imposed by using a pre-set tariff that only accidentally relates the instantaneous willingness to pay for a marginal kWh to its insrantaneous opportunity cost." Weyman-Jones (1988)

Os custos de produção decorrem desta forma do sistema de despacho (ordem de mérito), sendo distribuídos pelos preços spot instantâneos. Caso a demanda implique cortes ou variações de tensão, os preços devem incluir prêmios de compensação. Estes prêmios são definidos como quase-renda, variáveis duais (shadow prices) ou multiplicadores de KuhnTucker associados às restrições de capacidade no problema de otimização do sistema.

A figura abaixo ilustra os preços spot para uma utility nos Estados Unidos.



O mercado spot comporta várias possibilidades com respeito à duração dos preços ofertados (cada meia-hora, cada dia, intervalo entre duas medições, time of use tariff etc.), a maneira como os preços são ofertado, (ex. leilões) e quanto à associação entre os preços e a qualidade da energia. Em alguns casos e ainda a nível experimental (Estados Unidos, Noruega), os preços são cotados e informados a grandes consumidores com poucos minutos de antecedência em relação ao consumo (Sanghvi, 1989). No caso britânico, faz-se um leilão todos os dias às 15h, onde cada usina propõe seu preço para cada 1/2 hora do dia posterior. Estabelece-se a ordem de mérito sujeita às restrições do sistema), sendo a remuneração de todas as usinas igual ao preço da usina marginal na ordem de mérito.

Entre as questões suscitadas por esse sistema, ressalta-se o problema do uso da rede. Como compartilhar e remunerar a rede? Como garantir que a rede não se tornará óbice à concorrência? Não existem ainda respostas definitivas a tais perguntas. No caso britânico, os custos da rede são repartidos de forma similar ao método postage ramp de cálculo de pedágio para wheeling; custos diferenciados são impostos para conexão de produtores/consumidores em função de restrições existentes. No caso da Nova Zelândia, como na Argentina, os preços são referidos a cada nó da rede: cada preço ofertado é corrigido em função das perdas entre a usina, o centro de carga e o ponto de entrega, de forma co-relata ao método MW-milha de cálculo de pedágio. Somente as perdas são consideradas como restrições da rede.

Estuda-se ainda (Hogan, 1992) a valorização separada das potências ativa e reativa em cada nó do sistema. É interessante lembrar que as restrições da rede implicam potencialmente a existência de monopólios locais: no sistema britânico, por exemplo, estão sendo feitas investigações por iniciativa do regulador, para coibir abuso de posição de monopólio de certas usinas¹¹.

O mercado spot pode ser empregado de forma complementar à tarifação baseada nos LRMC, ou de forma a substituí-la. Lista-se a seguir algumas características inerentes ao mercado spot, ressaltando-se que detalhes na legislação (the devil is on the detail) podem alterar positiva ou negativamente tais características:

- os consumidores optantes pela tarifação dinâmica ou spot assumem uma parte dos riscos de perda de eficiência de curto prazo (Sanghvi, 1989);

- não existe mais preço para a demanda ao nível do consumidor - os preços são monômios; muda-se a forma do sinal econômico ao consumidor;

- as incertezas relativas à demanda ou a disponibilidade das centrais exige regulamentação extremamente complexa (e ainda inexistente) para cobrir todas as possibilidades e casos particulares:

- a volatilidade dos preços torna mais complexas e arriscadas as decisões de investimento por parte dos consumidores (principalmente industriais) e produtores independentes; desenvolvem-se contratos de hedge para diminuir a exposição dos agentes à volatilidade;

- tal sistema tende a induzir o desenvolvimento de equipamentos e tecnologias de informação, mas, por outro lado, a fase de implantação não conta com tais tecnologias gerando inúmeros problemas, principalmente junto a quem tem menor acesso à tecnologia;

- os custos de gestão (custos de transação) do sistema são em geral superiores aos dos sistemas clássicos; a regulamentação é difícil de ser desenvolvida em meio a jogo de forças ainda não estabilizado, sendo importantes os custos associados à regulamentação (somente os custos da OFFER¹² representam US\$0.8/MWh (Littlechild, 1994);

- com respeito à proteção aos consumidores, em especial ao residencial ou comercial, é interessante relevar que a grande maioria terá grande dificuldade de utilizar o sistema (ou de entendê-lo) e a subvenção cruzada fará parte da lógica do sistema, onde somente uma parte dos compradores negociam preços ou fazem contratos de hedge;

- os investimentos e a operação do setor elétrico têm coordenação mais fraca; a situação é ainda mais complexa em sistemas predominantemente híbridos; a disponibilidade temporária de energia secundária, por exemplo, permitiria a prática de dumping;

- a entrada de novos produtores pode dar-se a partir da possibilidade de obtenção de lucros de curto ou curtíssimo prazo e sistemas/ tecnologias de baixo custo fixo irrecuperável (low sunk costs) têm prioridade; estes casos são ressaltados em caso de risco de déficit significativo; compromete-se assim a eficiência de longo prazo e potencialmente o planejamento no uso de recursos naturais;

- o mercado spot induz o desenvolvimento ("financiarização" do setor) de agentes financeiros (brokers), deixando ao regulador a responsabilidade de controle dos movimentos especulativos.

O sistema spot supõe uma melhor aproximação oferta-demanda e assim uma margem menor no sistema. Constata-se aqui um paradoxo, pois o risco de sub-utilização do parque existente cresce em função de dois pontos:

- a escolha de investimentos privilegia o curto prazo - soluções capital-intensivas não têm prioridade - a entrada do mercado spot em sistema existente muda a lógica da ordem de mérito e certas empresas podem ter fator de capacidade médio consideravelmente reduzido; em paralelo, o progresso tecnológico pode favorecer novos entraves e provocar o fechamento antecipado de usinas existentes; - concorrência predatória pode ocorrer em presença de poder econômico diferenciado.

¹¹ A mesma empresa (National Power) cotava preços do MWh diferenciados para plantas idênticas, em função de sua posição no sistema. Devido às restrições existentes, a geração da usina independe da ordem de mérito.

¹² OFFER - Office of Electricity Supply - organismo de regulação com cerca de 220 pessoas. A OFFER apoia o DGES – Director General of Electricity Supply -, regulador nomeado pelo governo, com mandato de cinco anos renováveis. O sistema conta ainda com doze comitês de consumidores.

O mercado spot em regime concorrencial implica priorização do curto prazo, mesmo em prejuízo de ganhos devidos à função de custos sub-aditiva (unidades menores, de menor vida útil etc.). Em sistema oligopolizado (facilmente induzido por função de custos sub-aditiva) ele pode perder vantagens.

Repara-se do exposto que riscos importantes podem aparecer quando da transição de sistemas clássicos para sistemas spot. Precauções são necessárias e recomenda-se que as mudanças sejam graduais e que testes sejam realizados (por exemplo, junto a certas classes de consumidores).

5 O mercado spot britânico e os contratos de diferença

(Simon, 1991; Williams, 1991)

O mercado spot se caracteriza por uma instabilidade que lhe é intrínseca, isto é, constata-se uma elevada volatilidade dos preços. Com o objetivo de se proteger desta volatilidade, produtores, distribuidores e grandes consumidores procuram acordar-se via "contratos de diferença". Trata-se de instrumentos comerciais destinados a estabelecer preços de referência, a partir dos quais um agente compensa o outro pela diferença entre a referência acordada e o preço real do spot.

São contratos a termo ou de opções, semelhantes àqueles disponíveis no mercado de capitais. O mercado a termo representa uma transação comercial onde os preços são fixados quando da negociação e a entrega e o pagamento são postergados a uma data posterior. Isto permite às duas (ou mais) partes reduzir os riscos. O preço de referência está associado a uma determinada quantidade de energia e uma das partes paga à outra a diferença entre o preço spot e o valor de referência. Faz-se necessário precisar que trata-se de instrumentos financeiros, sem ligação direta com a quantidade física de energia efetivamente transacionada.

O mercado de opções confere ao portador da opção o direito de vender ou comprar o "suporte" da opção em data pré-determinada, a um preço pré-fixado, cada preço de exercício. O comprador de uma opção paga um prêmio pelo direito adquirido. As opções outorgando àquele que as possui uma possibilidade de compra são chamadas opções call, enquanto as opções outorgando àquele que possui uma possibilidade de venda chamam-se opções put. Esses dois tipos de opção são classificados como opções one way. Existem também as opções bidirecionais chamadas put and call.

O detentor de uma opção não tem nenhuma obrigação de exercê-la; trata-se, como já foi dito, de uma forma de seguro (hedge) contra a volatilidade dos preços do suporte da opção. Os prêmios ligados às opções são função da cotação do suporte, do preço e data de exercício e da volatilidade antecipada pelos agentes.

No caso do setor elétrico britânico, as RECs, os PESs, os grandes consumidores e os produtores adquirem porta-fólios de contratos a termo e de opções de compra e venda segundo a fórmula de contratos de diferença. Estes contratos se baseiam nos seguintes parâmetros principais:

- antecipação da demanda e da disponibilidade das usinas;
- antecipação do PIP (SMP e CAP) ou do orçamento de investimentos em novos projetos (ex.: caso dos produtores independentes);
- condições de compra e antecipação dos preços dos combustíveis;
- duração dos contratos.

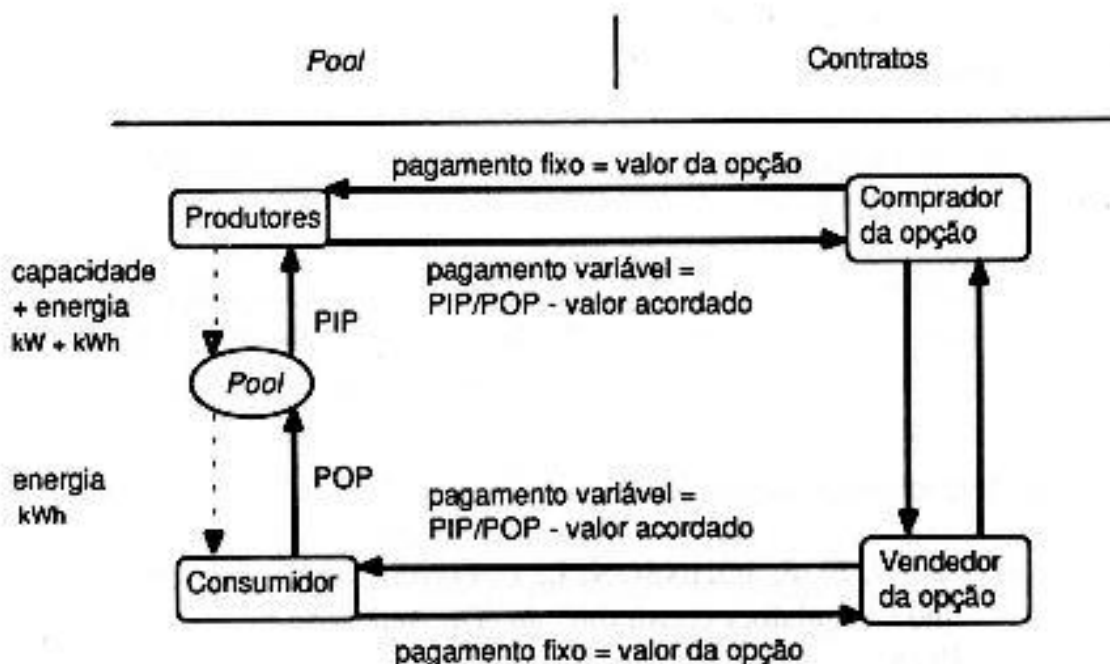
A figura da página seguinte ilustra o caso de um contrato call. Adicionou-se a figura dos intermediários (bloklers), que podem vir a ser os próprios consumidores ou produtores.

Pode existir situação em que a demanda é superior à prevista; neste caso, a energia excedente (com relação àquela prevista no contrato) é comprada ao preço spot. Situação inversa acontece em caso de demanda inferior à prevista. Ocorre ainda da usina contratada não estar disponível. Limites podem ser estabelecidos (maximum and minimum take provisions) para proteger os agentes, sendo a situação um pouco diferente no caso de contratos put, call ou put and call. Estima-se que 80% dos contratos são do tipo put and call. Durante o processo de transição do setor, contratos (put and call) padrão foram impostos aos agentes, com duração de dois a cinco anos.

No caso dos produtores independentes, contratos de longo prazo (dez a quinze anos) são assinados com consumidores ou RECs, sendo isto condição essencial para obtenção de financiamento.

Atualmente, muitas formas de contratos a termo e de opção se

desenvolvem e as opções de compra/venda começam a ser negociadas com terceiros, dinamizando o mercado, mas introduzindo fontes de especulação.



Conclusões

O sistema de tarifas baseado na implantação de mercado spot implica informação mais precisa sobre os custos marginais de curto prazo. Este sistema induz ainda uma nova dinâmica no setor, criando concorrência entre as diversas unidades de geração e forçando o desenvolvimento de tecnologias de informação. Como pontos negativos principais, o sistema implica priorização do curto prazo e custos de transação consideravelmente superiores com relação aos sistemas clássicos.

É difícil concluir em função da pouca experiência existente, se os ganhos decorrentes de uma melhor aproximação preços - custos marginais de curto prazo e melhorias induzidas pelo mecanismo concorrencial compensarão os riscos de implantação do novo sistema, seu caráter especulativo, a priorização de tecnologias menos capital-intensivas, a opacidade do sinal tarifário etc. Recomenda-se, assim, que a implantação de tal sistema se faça com grande prudência, de forma gradual e inicialmente restrito a certas classes de consumidores.

Por fim, vale ressaltar que um sistema de mercado spot generalizado dificilmente conviverá com estruturas vertical e horizontalmente integradas. A separação das atividades de geração, transmissão e distribuição configura etapa anterior à implantação deste sistema.

Referências Bibliográficas

- AVERCH, H. & JOHNSON, L. L. (1963). "Behaviour of the firm under regulatory constraint". In: The American Economic Review . EUA.
- BANCO MUNDIAL (1990). Tariffs in developing countries during the 1980's. Energy Series Papers n. 54. Washington: World Bank.
- DAVID, A. K. (1988). The methodology of dynamic tariffs, in 6th Asian School on the rational use of energy in industry. Bangkok, Tailândia.
- HOGAN, W. W. (1991). "Transmission pricing, access and investment: competition and third party access". In: 6th International Energy Conference: Energy Policy: market-led or government-driven. London: UK.
- HOGAN, W. W. (1992). "Electric power spot pricing in a network: DC versus AC price models". In: 15th Annual International Conference of the International Association for Energy Economics - IAEE. Tours, França.
- KRAUSE, G. G. & POPPE, M.(1992). Le nouveau système électrique britannique: une année de fonctionnement de la nouvelle organisation. Relatório para o Ministério de l'industrie et du Commerce Exterieur. Paris, França.
- KRAUSE, G. G. (1994). La re-réglementation du secteur électrique et le rôle de la production indépendante. Tese para obtenção do grau de D.Sc. em economia pela Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales. Paris, França.
- LITTLECHILD, S. C. (1994). Apresentação no Seminário Reformaço do Setor Elétrico. Comitê Brasileiro da Conferência Mundial de Energia. Rio de Janeiro.
- MONIER, L. (1983). La tarification de l'électricité en France. Paria. Economica.
- _____ (1983). "La tarification de l'électricité: un nouveau débat". In: Les Prix de l'Energie - Cahiers de l'ISMEA, série EN n. 1, pp. 2053-2076. França: La Rochelle.
- MUNASINGUE, M.; WARFORD, J. (1982). Electricity pricing Baltimore: Johns Hopkins/Banco Mundial.
- SANGHVI, A. P. (1989). "Towards a more efficient framework for rationalizing power tariffs". In: Pacific an Asian Journal of Energy, pp. 47-58. Bangkok, Tailândia.
- SCHEWEPPE, F. C. (1988). "Management of a spot price based energy market place". In: Energy Policy. v. 16, n. 4, agosto, UK.
- SCHEWEPPE, F. C.; CARAMANIS, M.; TABON, R. D.; FLORY, J. (1982). Utility spot pricing. MIT Energy Laboratory. EUA: Cambridge
- SIMON, Y. (1991). Techniques financières internationales. Economica, 4eme. éd., Paris.
- STIGLER, J.; FRIEDLAND, C. (1962). What can regulators regulate? The case of electricity. In: The Journal of Law & Economics. v. V, outubro, Chicago: University of Chicago
- WEYMAN-JONES, T. G. (1988). "Spot pricing in non-oil energy A markets". In: Energy Policy. agosto.
- WILLIAMS, S. (1991). The electricity handbook. Londres: Kleinwort Benson Securities, UK.
 - WILLIAMS, R. H. (1991). "Innovative approaches to marketing electric efficiency". In: Efficient end-use and new generation technologies and their planning implications. Princeton: Lund University Press.