

A reforma do setor elétrico na Argentina*

Renato A. Dalmazo**

Este artigo examina a experiência de reestruturação da indústria de serviços elétricos (ISE) da Argentina, bem como os benefícios e as alternativas logradas pelas interconexões energéticas (energia elétrica e gás natural) nos anos bem recentes.

A reestruturação da ISE, promovida pelo Governo Carlos Menem, foi fundamentada nas recomendações propostas pelo Banco Mundial, que pretendeu criar um mercado competitivo, privatizando e desverticalizando os segmentos de geração, transmissão e distribuição em diversas unidades e criando o mercado livre de energia elétrica. A reforma argentina, inspirada no modelo de abertura inglês, tem particular importância por reproduzir um experimento de reforma aplicada em país desenvolvido. Além disso, a reforma realizou-se num contexto macroeconômico adverso, de elevado endividamento interno e externo da economia, que afetou a condução da reforma do Estado e a configuração da modelagem na ISE, visto priorizar as urgentes necessidades fiscais do Tesouro, além de resolver rapidamente o grande déficit de energia elétrica e a busca de eficiência econômica no setor.

Na primeira metade dos anos 90, entrou na agenda da política econômica argentina um tema *mui caliente*: a desestatização das empresas públicas. Em 1989, o primeiro Governo de Carlos Menem logrou a aprovação, no Congresso Nacional, de um programa ambicioso e arrojado de reforma do Estado.¹ A implementação do programa, entre 1991 a 1992, logrou privatizar as empresas

* Este texto é um subproduto do projeto **Regulação dos Mercados de Energia Elétrica**, desenvolvido no Departamento de Ciências Econômicas da UFRGS por Luiz Alberto Miranda (Coordenador), Sílvia A. F. Cário, Renato Campos, Elbia Vinhas, José A. Nicolau, Gentil Corazza, Carlos Schimidt, Stefano Florissi, Cristiane Difini (estagiária) e Raquel Vieira Sebastiani (estagiária).

** Economista da FEE e Professor da PUCRS.

¹ Lei n° 23.696, de agosto de 1989. Até então, foram concluídas as vendas das participações acionárias no setor petroquímico e em outras empresas típicas do setor privado.

de telecomunicações, de aeronavegação, de petroquímica, da área de petróleo, e licitaram-se as permissões para a gestão privada das rodovias e ferrovias, etc. Entre 1992 e 1993, o programa ganhou grande impulso, especialmente nas áreas das empresas energéticas, como o transporte e a distribuição de gás natural, e nas empresas federais de energia elétrica (nos segmentos de geração, transmissão e distribuição); bem como nas empresas de saneamento básico; nos portos; nas empresas siderúrgicas; nos ramais ferroviários e nos trens subterrâneos; e, ainda, na área de exploração de petróleo — foram vendidas as refinarias, os oleodutos, a frota de transporte, etc. e a própria Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Os recursos das privatizações, até fins de 1993, representaram ingressos ao Tesouro de um montante superior a US\$ 15 bilhões, dos quais mais de um terço correspondeu ao valor de mercado dos títulos da dívida pública externa e interna capitalizados nos processos de privatização (AZPIAZU, VISPO, 1994, p. 130). Entre 1997 e 1999, o programa teve novo impulso, com as privatizações das empresas de energia elétrica controladas pelos governos das províncias.

Se há algo a destacar dessa experiência argentina, é, sem dúvida, a amplitude e a aceleração dessa experiência de reestruturação da ISE, sugerindo uma reflexão sobre o aprendizado para os países que pretendem implementar reformas e maximizar os benefícios sociais. São abordados, no texto, o modelo competitivo da ISE argentina, os principais marcos regulatórios, os benefícios da reforma da ISE e as interconexões de eletricidade e gás natural; por último, apresentam-se as conclusões.

1 - A modelagem da ISE

A reforma da ISE argentina sofreu dois processos de mudanças radicais. Inicialmente, foi feita uma tentativa de reestruturação com base na Lei de Reforma do Estado²; e, outro, em 1991, que se fundou nas soluções propostas pelo Banco Mundial e culminou com a Lei n.º 24.065/92, que estabelece o novo “marco regulatório” da ISE.

² Em 1989, a reforma propunha centralizar a geração e a rede de transmissão do Sistema Interconectado Nacional sob controle de uma única empresa nacional, transferir às províncias os sistemas de distribuição e estabelecer com as autoridades provinciais regras claras para a operação técnica e as transações comerciais no mercado elétrico atacadista. As negociações com as províncias foram problemáticas, inviabilizando os acordos frente ao agravamento do quadro das deficiências do sistema vigente.

O marco regulatório rege a organização institucional e o regime de propriedade da ISE. A regulação institucional pretendeu realizar a máxima participação horizontal e vertical das empresas privadas para facilitar a introdução da competição e da eficiência. Em relação ao controle, a regulação estabelece a retirada do Estado produtor e a entrada da iniciativa privada. O objetivo geral da reforma foi proteger os direitos dos usuários de acesso aos serviços de eletricidade; promover um modelo competitivo no mercado elétrico e incentivar investimentos privados; criar um modelo de operação do sistema confiável e o livre acesso aos serviços; e regular as atividades de transmissão e distribuição, assegurando tarifas razoáveis. No novo modelo, são reconhecidos os seguintes atores potenciais:

- **os geradores**, que se compõem das unidades das geradoras independentes, do Estado nacional, das províncias, dos entes binacionais ou das empresas elétricas estrangeiras vinculadas por interconexões internacionais;
- **os transportadores**, que são as empresas que operam o serviço de transporte de energia;
- **os demandantes**, constituídos pelas empresas distribuidoras de eletricidade, pelos grandes consumidores e pelas empresas elétricas estrangeiras interconectadas ao sistema nacional;
- **os órgãos reguladores**, compostos pelo Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) e pela Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Commesa);
- **o Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**, que corresponde ao mercado atacadista de eletricidade, administrado pela Commesa.

O “marco regulador” estabelece, portanto, as funções e as condições sob as quais esses segmentos da ISE podem operar. O Quadro 1 sintetiza os principais traços da institucionalização do novo modelo.

A implementação dessa modelagem implicou a fragmentação das empresas federais verticalizadas em diversas unidades de negócios desverticalizadas e descentralizadas. O mote da reestruturação partiu das três grandes empresas federais, formadas pelas geradoras e transmissoras de energia elétrica — Hidronor e Aguas y Energía Eléctrica (AYEE) — e pelas unidades geradoras e distribuidoras da Serviços Eléctricos da Grande Buenos Aires (SEGBA), que foram reorganizadas em diversas unidades de negócios nos respectivos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

As três empresas foram reorganizadas em 21 empresas de geração, seis de transmissão e três de distribuição; posteriormente, foram somadas as empresas provinciais privatizadas, foi feita a incorporação de novas geradoras, permanecendo em torno de 600 minicooperativas rurais de distribuição elétrica.

Para atrair o capital estrangeiro, no edital foi exigida a participação no consórcio vencedor de um sócio com experiência na operação dos serviços elétricos, e não foi estabelecida restrição à participação de grupos estrangeiros (Quadro 2).

Os governos provinciais aderiram posteriormente ao programa de privatizações. Dentre as principais, destacam-se as distribuidoras das Províncias de Buenos Aires, controlando um mercado de 6.050 GW/ano, de Santa Fé, operando um mercado de 3.450 GW/ano, privatizada em 1997, e de Mendoza, distribuindo 2.442 GW/ano, vendida em julho de 1998. As sete províncias restantes, que incluem Chaco, Chubut, Córdoba, La Pampa, Neuquén, Santa Cruz e Tierra del Fuego, ainda não privatizaram, seja porque representam um mercado muito pequeno, seja por razões políticas provinciais que truncaram o processo. Em 1997, a estimativa era que 85% da demanda de energia elétrica argentina estaria já funcionando sob as mesmas condições do marco regulatório setorial. Porém esse patamar já é superior, com a adesão ao programa daquelas importantes províncias.

A **área de geração** tinha uma capacidade instalada, em 1994, de 17.717MW e, atualmente, é superior a 23.000MW,³ destacando-se a alta participação da geração das termelétricas, de 61% (sendo 5% das termonucleares), e 41% das hidroelétricas. A grande disponibilidade de reservas de óleo e de gás natural da Argentina condicionou essa geração térmica. O novo marco regulador estabelece que nenhum gerador pode controlar mais do que 10% do mercado e que cada unidade pode negociar livremente sua energia no mercado atacadista — *spot* ou a termo.

Na **área de distribuição**, atuam duas grandes operadoras, Edenor e Edesur, atendendo a 94% do mercado argentino, e uma de menor porte, a Edelap, na zona de La Plata, representando apenas 4% do mercado. Afora estas, soma-se ainda um grande número de pequenas empresas. O mercado de consumo

³ A Argentina opera duas centrais nucleares, Embalse e Atucha I, e uma terceira ainda em construção, Atucha II. Atucha I encontra-se na Província de Buenos Aires, operando desde 1973, com uma potência de 335MW. A Central Nuclear de Embalse situa-se na Província de Córdoba e opera desde 1983, com uma potência de 600MW. A Central Nuclear Atucha II encontra-se em construção também na Província de Buenos Aires, com capacidade prevista de 745MW. Entretanto o Congresso nacional aprovou a venda das centrais nucleoeletricas no início de 1997. Estabelece, ainda, que as três centrais deveriam ser vendidas em um único bloco, constituindo uma unidade produtiva indivisível, e o Estado manteria uma participação tipo *golden share* de até 20% do capital. Esse condicionante implica centralizar as três usinas em um mesmo consórcio controlador, apesar de as unidades terem distintas tecnologia, pois a Embalse tem tecnologia canadense AECL, e as Atucha I e II têm tecnologia Siemens.

elétrico foi dividido em atacadista e varejista. No atacado, vende-se energia de alta tensão, oferecida pelas geradoras independentes às distribuidoras e aos grandes consumidores no mercado *spot* ou no mercado de contratos de longo prazo. No varejo, é vendida energia das distribuidoras para seus consumidores. O mercado atacadista foi subdividido em mercado *spot* e a termo. O mercado a termo ou de contratos de compra de energia elétrica concentra a maior parte da energia comercializada, negociados livremente entre geradores e distribuidores e grandes usuários. O mercado *spot* é um mercado de sobras, onde cada gerador é remunerado pela arbitragem em tempo real pelo MEM.

Na **área de transmissão**, foram criadas seis empresas para operar a rede, além de permanecerem outras empresas menores independentes. Existem dois grandes sistemas de transmissão em operação na Argentina: o Sistema Interconectado Nacional, que abrange a maior parte do País, e o Sistema Patagônio, na região da Patagônia; somam-se ainda outros sistemas de pequeno porte (como na Tierra del Fuego). Esse modelo de transmissão teve por objetivo instituir um segmento de transporte neutro e desverticalizado no setor elétrico.

Portanto, o modelo competitivo da ISE foi introduzido pelo Mercado Electrico Mayorista, operado pela Commesa, do qual participam os geradores, os distribuidores e os grandes consumidores, basicamente, numa nova área de fornecimento (Figuras 1 e 2).

A **área de fornecimento** ou mercado atacadista é administrada por uma empresa independente, a Compañia Administradora del Mercado Mayorista Electrico S/A, embora a sua composição acionária inclua as associações dos geradores, dos distribuidores, dos transportadores, dos grandes consumidores e o governo, que detém o direito de escolher o presidente e o vice-presidente da empresa. As principais funções da Commesa são as de organizar o despacho econômico da carga de energia; elétrica; administrar o mercado atacadista e o despacho dos mercados a termo e a *spot*; administrar a execução dos contratos a termo, que devem ser todos registrados na empresa; e despachar a carga das centrais geradoras que entram em operação, com base na disponibilidade e nos custos operacionais declarados pelos produtores independentes.

Na operação do despacho da carga, a Commesa relaciona os agentes do MEM através de um complexo sistema de preços, que ajusta diversas modalidades de compra e venda: o mercado a termo corresponde à venda e à compra de eletricidade através de contratos pactuados livremente entre os geradores independentes, os distribuidores e os grandes usuários; os preços estabilizados são determinados para os distribuidores, calculados por períodos de seis meses correspondentes aos períodos de inverno e primavera, que apresentam

alta oscilação hidrológica, e aos períodos de verão e outono, que apresentam menor oscilação hidrológica ou maior estiagem; o mercado *spot* corresponde à venda e à compra de eletricidade com preços variáveis definidos em tempo real.⁴

Portanto, um gerador independente pode vender sua eletricidade através de contratos a termo ou em tempo real no mercado atacadista, de acordo com a evolução do preço no mercado *spot*. E os distribuidores podem comprar eletricidade através de contratos ou no mercado *spot*. Recentemente, pela Resolução 21/97, foi criada a figura do “*Broker* energético” ou o “corretor energético”, que deve se inscrever no MEM para poder operar no mercado elétrico.

No caso das centrais hidroelétricas, a água entra como custo operacional, e seu valor é estimado através de um modelo computadorizado preestabelecido. No caso das centrais termelétricas, os geradores informam à Commesa o preço pago pelo combustível utilizado, óleo ou gás natural, que, através de uma fórmula pré-fixada, estima o custo operacional de cada central. De posse desses dados, a Commesa despacha as cargas das centrais, com base nos seus custos. Porém o sistema apresentou distorções, pois os geradores buscavam garantir o despacho da carga omitindo custos. Para evitá-las, a Commesa passou a fixar um preço máximo do combustível, óleo ou gás natural, que é o seu custo CIF de importação, e um preço mínimo do combustível para evitar a declaração de custo nulo de algumas centrais.

2 - Os principais marcos regulatórios da ISE⁵

As funções de regulação da ISE são exercidas pelo Ente Nacional de Regulación de la Eléctricidad, que tem por norma o que estabelece a Lei n.º 24.085/92, sobre o Marco Regulatório Eléctrico, em relação aos direitos e às obrigações dos novos atores da ISE, estabelecidos nos contratos de concessões e na legislação normativa. As atribuições podem ser definidas em cinco áreas: área social, que visa à universalização do serviço via mercado; a área

⁴ Ocorrem três procedimentos para estabilizar esse mercado: uma programação de venda semanal, por custo de falha (com e sem risco); uma programação diária, na qual se fixa um custo marginal por máquina, hora a hora, com remuneração por potência colocada à disposição; uma operação em tempo real, na qual se calcula o preço da energia hora a hora ao custo marginal do sistema.

⁵ Os aspectos referidos constam na Lei n.º 24.065/92 e na Resolução 61/92 sobre os procedimentos para a programação da operação, para o despacho de cargas e para o cálculo de preços. Ver, também, *Boletín del Cier* (1992, nov., p.7-11).

técnica, que visa garantir a qualidade do serviço, a segurança e a interconexão da rede fragmentada; a área tarifária, que visa ao acompanhamento, ao controle e à revisão; a área de proteção ao usuário, que visa assegurar a qualidade do serviço, a continuidade e tarifas razoáveis; e o estabelecimento da competição na exploração do serviço.

Em relação às concessões, a lei elétrica estabeleceu as condições do Contrato de Concessão, definindo o regime tarifário, as condições de qualidade do serviço, os direitos e o regime das penalidades dos operadores privados. As concessões foram feitas pelo prazo de 95 anos, divididos em subperíodos de gestão de 10 anos, porém o primeiro período tem duração de 15 anos. No final de cada subperíodo, é aberto um processo de licitação para renovar a concessão através da oferta de um pacote majoritário de ações (51%), do qual o concessionário também pode participar. A maior oferta pela licitação obtém o controle da concessão e a exclusividade para explorar a área de concessão, tendo a obrigação de atender a toda a demanda do consumo.

A regulação das tarifas teve por objetivo garantir uma taxa de retorno razoável aos investidores. O regime tarifário é definido por um período de cinco anos, durante o qual elas não podem ser alteradas fora do que estabelece o sistema tarifário. Nesse intervalo revisional, ocorrem reajustes tarifários semestrais a título de repasse de custos esperados para estímulo aos investidores, para reduzirem custos e se apropriarem de lucros extraordinários.

Conforme se constata no Quadro 3, o sistema tarifário estabelece três tarifas básicas para diferentes níveis de consumo. A atualização das tarifas é reajustada conforme os procedimentos resumidos no Quadro 4, destacando-se a utilização do índice de preços industriais e do índice de preços ao consumidor dos EUA como parâmetros para a atualização das tarifas de eletricidade na ISE argentina.

A qualidade dos serviços deve ser regulada pelo ENRE, através da definição de alguns parâmetros técnicos estabelecidos em relação aos seguintes itens: nível de tensão; poluição (variações lentas e rápidas de tensão e harmônicas); quantidade e duração das interrupções; demora em efetuar a conexão a novos usuários ou em satisfazer a pedidos de aumento de capacidade; faturamentos estimados; erros de faturamento; etc. O estabelecimento de exigência de padrões de qualidade do serviço teve por objetivo controlar o concessionário através do serviço prestado ao invés de estabelecer um programa de inversões ou de orientar os investimentos na ISE.

Em relação às sanções, o marco regulador estabelece dois tipos: um penaliza com a perda da concessão pelo não-cumprimento do contrato; o outro são sanções monetárias aplicadas para reduzir as faturas dos clientes afetados.

Preços e contratos: as chaves da organização do MEM

A energia gerada adquire o preço fixado pelo MEM, ponto de encontro da oferta e da demanda, administrado pela Commesa, que é o “organismo encarregado do despacho”. Em tempo real, a Commesa ordena, segundo os custos variáveis crescentes, todas as unidades ofertantes e organiza o despacho econômico aceitando as ofertas dos geradores, selecionando-as na seguinte ordem. A cada hora se define o preço da energia com base na última usina geradora cuja oferta foi aceita (ou seja, a de maior custo dentre as usinas despachadas) para cobrir a demanda a abastecer. Supõe-se que esse é o preço que os compradores estão dispostos a pagar por sua demanda de energia.

No sistema elétrico argentino, o mercado é um ponto geograficamente localizado. A sua organização e as suas regras devem regular a oferta e a demanda em todo o sistema. O Mercado Elétrico Atacadista — o MEM — coincide com o centro de carga do sistema, que é a área litorânea da Grande Buenos Aires, e os pontos de entrada e saída do mercado localizam-se sobre a rede de transmissão. Portanto, o preço de mercado (PM)⁶ da eletricidade define-se no MEM. Assim, em cada ponto geográfico do sistema ou em cada tronco da rede de transmissão, é definido um preço calculado a partir do PM mais os custos do transporte entre o mercado e esse ponto. Esse custo corresponde ao custo marginal das perdas de eletricidade no transporte, avaliado segundo a distância. Logo, o custo do gerador no mercado é determinado pelo seu custo marginal de operação mais o custo de transporte desde seu tronco de conexão com a rede até o mercado. Por sua vez, o preço da demanda de energia aumenta na medida em que os usuários se afastam do mercado e nos casos das áreas importadoras de energia (B. Cier, 1992, nov., p.7).

Esses componentes do MEM constituem os pilares em que se ancora a indústria elétrica argentina e a fonte de sinais para operação e desenvolvimento. A ISE também é remunerada por serviços técnicos adicionais, como a reserva de capacidade, a regulação da frequência, o controle da tensão, a disposição a atender a demandas da Commesa, etc.

Cabe qualificar a importância dos contratos e do sistema de preços na organização do MEM.

⁶ O preço de mercado resulta da realização do despacho econômico da oferta de geração no centro de carga do sistema.

Os contratos

O contrato de concessão dos distribuidores desempenha um papel-chave no desenvolvimento do mercado elétrico, que é a obrigação de abastecimento de eletricidade. Ou seja, o concessionário tem a responsabilidade direta do fornecimento, porque recebe um mercado em condições de monopólio da distribuição. Essa obrigação dos distribuidores cria a necessidade de garantir o fornecimento de eletricidade para distribuir.

A necessidade dos distribuidores de obterem garantia de fornecimento estimula o estabelecimento de contratos de abastecimento com os geradores através dos contratos a termo. Os contratos definem garantias e preços preestabelecidos por longo prazo, os quais constituem um elemento estabilizador dos preços do MEM.

A necessidade dos contratos com os geradores constitui um estímulo fundamental para a expansão da capacidade de transporte de eletricidade.

Por último, o contrato de concessão de transporte prevê a obrigação de transportar eletricidade. O mecanismo para realizar esse objetivo oferecido pelo MEM é o contrato de capacidade de transporte a termo.

Por sua vez, o livre mercado organizado no MEM é um mecanismo-chave, que, por um lado, estimula os contratos a termo e, por outro, desestimula os acordos das partes contra os preços de mercado (B. Cier, 1992, nov., p.8).

O sistema de preços no MEM

Se o preço de mercado se define no centro de carga do sistema, a função custo a minimizar no despacho está dada pela soma de custos de operação da usina mais os custos de transporte ao MEM. Sintetizam-se os sistemas de preços para remunerar os diferentes segmentos no Quadro 5.

3 - Os benefícios da reforma da ISE

Cabe destacar alguns dos resultados da reestruturação, ainda que sejam parciais frente à complexidade da ISE argentina. Primeiro, ocorreu uma expansão da capacidade do parque gerador pela incorporação de novas termelétricas, bem como a recuperação e a conclusão de outras usinas. Portanto, o pleno atendimento do déficit de energia elétrica foi o primeiro resultado da reforma. O aumento do parque gerador foi motivado, não só pelo déficit de energia, mas também pelo alto preço da eletricidade e, fundamentalmente, pelas inovações introduzidas na geração termelétrica de ciclo combinado e pela grande oferta de

gás natural na Argentina. Além do sistema de regulação tarifária, outro fator de grande impacto na expansão da oferta, que tinha por objetivo estimular os investimentos e garantir uma certa estabilidade no mercado, foi a decisão sobre a comercialização no mercado atacadista: o excedente de carga dos geradores independentes deve convergir para o mercado de Buenos Aires. Ou seja, os geradores são remunerados no mercado atacadista pelos preços do principal mercado da ISE, a Capital Federal. O principal mercado da ISE determina o preço de oferta da energia elétrica. Essa medida atraiu novos investimentos em novas centrais, especialmente de centrais termelétricas, e estimulou a recuperação de máquinas que estavam indisponíveis para a geração e a continuidade de outras obras paradas, como a conclusão das hidroelétricas estatais de Yacretá e Piedra del Agua (Quadro 6 e Tabela 1).

O segundo resultado foi uma consequência da maior capacidade instalada de oferta de eletricidade no mercado atacadista, que pressionou seu preço no mercado *spot*, que oscilava de US\$ 50/MWh a US\$ 80/MWh para cerca de US\$ 30/MWh.

No essencial, a maior oferta e a queda do preço foram as grandes virtudes da reforma na ISE frente ao quadro anterior de escassez e de *apagones* que atormentavam a vida dos consumidores entre o final dos anos 80 e meados dos anos 90. Por consequência, elas também comprometeram a rentabilidade de algumas usinas termelétricas diante do regime competitivo de operação da ISE.

O terceiro são as interconexões para comércio exterior de energia elétrica e de gás natural, que compõem outro grande benefício da reforma. O comércio externo de eletricidade, embora exista de longa data, é um mercado incipiente, em expansão e restrito basicamente aos grandes projetos de hidrelétricas binacionais (Quadro 7). Recentemente, a construção de redes de interconexões de dutos para exportação de gás natural colocou-se como uma alternativa no comércio de energéticos, alterando a matriz energética dos países. O significativo crescimento das interconexões sugere proposições investigativas e menos conclusivas sobre as mesmas.

Interconexões elétricas e de gás natural

Primeiramente, através da Resolução 21/97, o ENRE regulamentou o comércio exterior de energia elétrica das interconexões com os países vizinhos, com o fim de otimizar o uso das fontes de energia na ISE. Nos demais países, o comércio exterior de energéticos ainda depende de autorização prévia do Po-

der Executivo. Contudo é importante destacar a existência de assimetrias na regulamentação do comércio de energéticos entre os países da região.⁷

A sub-região do Mercosul apresenta maior intercâmbio comercial e maior importância econômica e demográfica dentro do Cone Sul. O mercado econômico brasileiro representa 76% do mercado total; e o da Argentina, em torno de 20%. Em termos de capacidade instalada de geração, o Brasil detém cerca de 67,2%, sendo que 80% têm origem em fontes renováveis, em hidroelétricas. A Argentina possui 22,7% do parque, sendo que 58% têm origem em fontes não renováveis, com base em gás natural; o Paraguai detém 7,6%, sendo 99% de fontes renováveis; e o Uruguai participa com 2,6% do parque, sendo apenas 32% de fontes renováveis (R. Cier, 1998, abr., p.20).

Os benefícios das interconexões elétricas para os países interligados são diversos, pois têm permitido vantagens para encaminhar problemas estruturais, como realizar a complementaridade dos regimes hidrológicos distintos, a poupança nos gastos de combustíveis, o compartilhamento das reservas em potência energética, a redução da inconveniência do racionamento e das interrupções de energia elétrica e o fornecimento de energia mais barata, bem como se colocam como solução para problemas de difícil solução nas regiões fronteiriças dos países.

A sub-região do Mercosul já dispõe de uma capacidade de linhas de interconexão em operação de aproximadamente 9.205MW. Aproximadamente 97% dessa capacidade corresponde às interconexões associadas aos projetos binacionais. As interconexões envolvendo o comércio exterior energético do Paraguai representam a maior parte dela, cerca de 75%, interligando as usinas de Itaipu (Brasil-Paraguai) e Yacyretá (Argentina-Paraguai) (R. Cier, 1998, nov., p.19). As interconexões elétricas entre Argentina e Uruguai desenvolveram-se a partir da Central Hidroelétrica Binacional de Salto Grande, bem como através de linhas de transmissão de menor potência ligando regiões fronteiriças. Entre Argentina e Paraguai, as interconexões elétricas ligam-se a partir da Hidroelétrica Binacional de Yacyretá, concluída recentemente, como se destacou acima.

⁷ As interconexões elétricas entre países pode expandir-se: primeiro, para uma operação conjunta do parque gerador dos sistemas já interconectados, otimizando o uso da capacidade instalada; segundo, para uma maior cooperação multilateral entre os países que compartilham aproveitamentos sobre uma mesma costa de rio; terceiro, poderiam aprofundar a interconexão através da maior coordenação no uso de recursos primários e na planificação dos respectivos sistemas elétricos nacionais; por último, em relação aos projetos hidroelétricos binacionais, estes passam a ter grande importância nos processos de integração a cooperação em matéria de proteção ao meio ambiente.

Particularmente, no comércio exterior de energia elétrica, destacam-se as exportações do Paraguai, originadas das duas hidroelétricas binacionais de Itaipu e Yacyretá, e as importações do Brasil e da Argentina (Tabela 3). As demais interconexões entre os países ligam-se a mercados marginais nas fronteiras distantes, como mostra o Quadro 8.

O comércio exterior de energéticos da Argentina colocou-se como uma alternativa frente ao crescimento da oferta do parque gerador. O desenvolvimento do parque teve condicionantes decisivos, como a grande disponibilidade de gás natural, a grande capacidade da rede de dutos para transporte do gás, os baixos preços do gás natural, as inovações tecnológicas nas usinas de geração com ciclo combinado e a variabilidade do potencial de hidroelétricas, que é nulo. Esses fatores determinantes colocaram a Argentina numa posição favorável para a exportação de energia elétrica.

Entretanto as políticas sobre as interconexões energéticas que os países em geral vêm adotando seguem parâmetros que privilegiam as soluções nacionais, buscando consolidar políticas energéticas nacionais sustentáveis internamente, acima de tudo. Especialmente, tem sido essa a preocupação daqueles países que convivem com taxas de crescimento da oferta de energia elétrica inferiores às do PIB, principalmente se tiverem mercados desregulados ou se pretendem criar um mercado competitivo. Na verdade, as políticas nacionais buscam soluções sustentáveis e complementares. As soluções complementares adotadas são as interconexões de dutos para transporte de gás natural. A existência de um gasoduto para transporte de gás natural poderia ter mais utilidade do que uma linha de transmissão de eletricidade interligando países. Ou seja, o gás e a eletricidade são energias complementares, porém a importação de gás natural apresenta maior flexibilidade ao mercado, porque sua demanda tem vários usos no mercado de destino.

Em relação às interconexões de dutos de gás natural existentes na Argentina, faz-se uma breve referência aqui, tendo em vista sua relação orgânica com a ISE, a explosão do comércio externo de gás natural e a crescente participação na matriz energética dos países, particularmente se colocando como uma fonte alternativa para a geração térmica de energia elétrica.

O gás natural tem se viabilizado como um novo elemento das interconexões energéticas. A rede de dutos existentes e os vários projetos em estudo na região conformarão um macroespectro de interconexão de grandes gasodutos, fundamental para racionalizar o balanço energético dos países e o abastecimento dos grandes centros industriais e urbanos. Na Argentina, o gás natural tem muita importância econômica, pois cobre 45% de sua matriz energética e representa 90% dos combustíveis que utiliza para a geração térmica, dispondo

de grandes reservas comprovadas. É o país que mais tem desenvolvido atividade com gás natural na região. Suas áreas produtoras localizam-se em Neuquén, Noroeste, Austral, Cuyo e San Jorge, concentrando 97,7% das reservas comprovadas de gás, segundo avaliação feita em 1996. A região de Neuquén representa 55,6% das reservas totais (R. Cier, 1998, abr., p.24). A segunda maior reserva encontra-se na Província de Salta, Região Noroeste. A dimensão das reservas configura sua posição exportadora de gás natural. Concorre nesse mercado especialmente o potencial das reservas de gás da Bolívia.

A rede de gasodutos da Argentina é operada pelo setor privado como um sistema de transporte de acesso aberto a diferentes usuários. Existem seis interconexões de gasodutos principais para exportação de gás natural: o gasoduto Norte, ligando Bolívia e Argentina; os gasodutos GasAndes, GasAtacama e Methanex, entre Argentina e Chile; um gasoduto ligando Argentina e Uruguai; e um último, em construção, ligando Argentina e Brasil.

Comparando-se esses dois meios de transporte de energéticos, as linhas de tensão elétrica têm a desvantagem de apresentar maior custo de transporte, principalmente em relação ao preço da energia final, devido às suas perdas de transmissão. Uma linha rentável requer sua utilização em tempo real e não só nos períodos em que um país apresente déficit de eletricidade. Nesse sentido, as interconexões elétricas entre países têm uma pauta crítica, pois a importação de eletricidade em geral coloca-se como uma alternativa nos anos e períodos de estiagem, porém nem sempre tem a contrapartida de exportação para as temporadas chuvosas. Frente a isso, a viabilidade de uma linha privada de interconexão vai depender de contratos de longo prazo, como ocorre com os gasodutos. Por sua vez, os gasodutos colocam-se como uma alternativa mais eficiente, porque podem gerar mais energia com iguais níveis de inversão, além de se adaptarem à diversificação da demanda de gás dos países importadores (Tabelas 2 e 3).

4 - Comentário final

O principal resultado da reforma da ISE foi criar capacidade de geração e disponibilizar uma oferta de eletricidade maior do que a demanda. Um outro seria a queda do seu preço no mercado atacadista — em torno de 50% —, porém os benefícios aos usuários domiciliares foram de aproximadamente 12,5% em termos reais (B. Cier, 1997, ago., p.28). Portanto, apenas parte das vantagens da queda das tarifas espalhou-se aos usuários, ficando a maior parcela na cadeia produtiva. Sem dúvida, os grandes usuários foram mais favorecidos,

obtendo uma redução média real de 18%. O conceito de grandes usuários, entre 1992 e 1996, abarcava os consumidores com capacidade superior a 5MW, representando não mais do que 300 usuários. O conceito mudou para um limite de carga superior a 1MW, ampliando o grupo para cerca de 724 usuários. A partir de nov./97, foi liberada a comercialização direta no mercado atacadista para os usuários com carga superior a 0,1MW, abarcando em torno de 7.000 usuários. Essa medida favoreceu-os com uma redução de custos estimada em, aproximadamente 30%. Em 1998, foi ampliado esse benefício para os consumidores de uma carga superior a 0,05MW, estimando-se uma redução de custos entre 10% e 30% aos usuários (B. Cier, 1998, nov., p.9).

A universalização dos serviços de energia elétrica na Argentina ainda permanece como uma questão pendente nas áreas remotas e junto aos usuários não econômicos. A estimativa é de que 10% da população tem sérias dificuldades de acesso aos serviços de eletricidade. Essa carência tem motivado a política setorial do Governo, que vem implementando um programa de abastecimento elétrico à população rural dispersa em diversas províncias, como em Misiones, Chaco, Santiago del Estero, Córdoba e Tucumán. Nessas áreas, o mercado está parcialmente subsidiado pelos estímulos ao abastecimento às empresas privadas e às cooperativas rurais (B. Cier, 1997, jun., p.10). O programa é financiado pelo Fundo Nacional de Energia Elétrica, formado por uma taxa aplicada no comércio do mercado atacadista, somando-se outros mecanismos próprios das províncias (B. Cier, 1997, maio, p.8). Inclusive, o programa estimula o uso de geração de energia alternativa para a área rural. Portanto, as soluções de mercado na ISE argentina recolocam não só as funções necessárias de regulação e de fiscalização do ENRE, mas um espaço efetivo para a política pública nas áreas não atendidas pelos mecanismos de mercado.

O modelo competitivo da ISE argentina vem sendo colocado em xeque frente ao excesso de oferta de energia e à tendência de reversão nas expectativas das inversões em geração, devido à queda do preço da eletricidade no mercado atacadista, que afetou vários projetos de novas usinas termelétricas. Se, antes, o preço do MW/h e a perspectiva de crescimento econômico foram os elementos que puxaram as inversões em geração, atualmente o principal entrave é o risco à remuneração adequada da geração térmica. Uma das razões está na forma de remuneração dos geradores, que depende dos preços determinados livremente e diretamente no mercado atacadista. São distorções do próprio marco regulatório, em especial do sistema de fixação de preços no atacado pelo custo marginal, que acentuam a tendência à queda da remuneração dos geradores. Porém a situação dos demais segmentos é distinta, pois a distribuição tem suas tarifas reguladas trimestralmente, e a transmissão recebe pedágios de passagem.

Alguns estudos recentes sobre as experiências de reforma da ISE questionam o novo marco regulatório elétrico no que se refere ao nível de integração das atividades ou ao modelo de segmentação das áreas de geração, transmissão e distribuição. Uma das críticas aponta que essa divisão é antinatural, pois separa uma sequência técnica de atividades e inviabiliza a obtenção da rentabilidade adequada dos investimentos (B. Cier, 1997, maio, p.21). Um exemplo disso está na configuração da ISE argentina, em que os grupos econômicos buscam superar as deficiências da modelagem através de alianças estratégicas e da recomposição dessa integração da sequência das atividades pela participação acionária nos diferentes segmentos: primeiro, reagrupando as centrais medianamente acionistas comuns; segundo, integrando os diferentes processos da indústria pelo mesmo procedimento; e, terceiro, ligando os interesses elétricos a outras atividades energéticas, como o gás natural (Quadro 9) (B. Cier, 1997, maio, p.21). No caso inglês, a integração da sequência das atividades também ocorreu através da participação acionária dos novos operadores privados.

No essencial, o problema da modelagem da ISE está relacionado com o mecanismo de fixação horária do preço *spot*, através do despacho da carga, que define o espectro do gerador mais barato ao mais caro pelo custo marginal do combustível. Na prática, o mecanismo cria setores dominantes (distribuidores e transmissores) e dominados (geradores), impasse que é superado com a reintegração das atividades na ISE (B. Cier, 1997, maio, p.21).

Cabe frisar, também, que a aceleração do processo de privatização acabou flexibilizando a participação acionária nos outros segmentos, porém coibindo determinadas posições dominantes. Na verdade, não houve uma aplicação rigorosa dessa flexibilização no processo de privatização, permitindo maiores percentagens acionárias das mesmas empresas nos distintos consórcios (B. Cier, 1997, maio, p.21). Dessa forma, os grupos econômicos passaram a participar de diferentes segmentos da ISE, compensando eventuais perdas e a baixa remuneração. Portanto, as supostas perdas para algumas unidades empresariais na ISE, originadas da queda das tarifas, na verdade, atingem as mesmas empresas envolvidas (Quadro 9).

Outro aspecto importante de que se ressentem o modelo argentino está no mercado de contratos a termo, negociando um volume considerado baixo, por problemas, agora, do marco regulatório, que, em grande medida, também vêm sendo superados pelas empresas através das alianças estratégicas. A aliança é importante sob o ponto de vista de cada segmento, permitindo aos associados garantirem suas expansões e remunerarem seus investimentos à medida que a usina é despachada fundamentalmente pela sua eficiência. O Quadro 9 destaca essa proposição analítica ao mostrar a participação verticalizada dos acionistas nas empresas, nos diferentes segmentos da ISE.

Não obstante, cabe frisar que um dos principais fatores do desequilíbrio no mercado gerador foi a entrada em operação da Hidroelétrica Binacional de Yacyretá, gerando eletricidade barata à medida que passou a incorporar novas turbinas ao parque.

Concluindo, o impulso e o dinamismo da ISE argentina estão fundados na organização do mercado privado no setor, agregando benefícios de um excesso de oferta de energia e livrando a economia e a sociedade das restrições, dos *apagones* e da ineficiência do sistema. Porém a sustentabilidade do novo modelo recoloca a necessidade da regulação efetiva e da política estatal, no sentido de agregar estímulos para os agentes do mercado tomarem decisões e assegurarem uma remuneração razoável num mercado desregulado e competitivo, frente aos enormes desafios para manterem uma capacidade de oferta de energia sempre superior à demanda efetiva. Acima de tudo, a reforma pretendeu consolidar um setor sustentável no tempo, tendo o Estado a função de monitorá-lo não através de um planejamento centralizado, senão mediante enfoques prospectivos que ajudem ao investidor assegurar a sua expansão.

O programa arrojado e acelerado de privatização e as necessidades fiscais do Tesouro condicionaram, em grande medida, a configuração da ISE argentina, não logrando realizar uma indústria desverticalizada e descentralizada, como estabeleceram os princípios da reforma, mas uma ISE horizontalizada e verticalizada. O peso daqueles fatores acabou por privilegiar mais os aspectos econômicos que atendessem aos interesses dos agentes privados e às questões colocadas pela nova regulamentação.

Cabe enfatizar a necessidade da evolução paralela da regulamentação de ambos os setores, de energia elétrica e de gás natural, para atrair investimentos complementares que assegurem a sustentabilidade do sistema integrado. Em outros termos, as inversões em um setor são viáveis se também aparecem no outro oportunidades de inversões viáveis. A tendência da desregulamentação elétrica e de gás natural é desagregar as distintas etapas da cadeia do negócio em áreas para incentivar a competição. A desagregação da cadeia leva as corporações a agregarem valor aos seus produtos para melhorar a rentabilidade. A segmentação da cadeia fez emergir um novo tipo de corporação energética, com maior ênfase na diversificação nas várias formas de energias. Essa nova corporação é fruto de uma convergência de atividades complementares na cadeia dos diversos setores energéticos para operar com integrações horizontais entre os elos dos negócios energéticos, formando uma malha de serviços (ABREU, 1997, p.10 e 14).

As interconexões de eletricidade e gás natural são responsáveis pela expansão do comércio externo de energéticos e pela mudança na matriz energética

dos países importadores. Esse comércio vem enfrentando assimetrias nos marcos regulatórios atuais dos países, no comércio externo de energia elétrica, no risco de suspensão do fornecimento, na política de tarifas de eletricidade *versus* a política de tarifas de combustíveis e gás natural, nas normas de operação do sistema e de fiscalização, nas restrições estabelecidas pelos países ao acesso à energia das centrais elétricas binacionais; bem como na existência de restrições no regime de livre acesso a terceiros às redes de transmissão para comércio exterior de energéticos. Na verdade, as assimetrias não representam um obstáculo às interconexões, uma vez que se estabelecem contratos de exportação e importação e que a eliminação das barreiras depende de quatro fatores básicos: necessidade de energéticos dos países, vontade política dos governantes, condições técnicas das interconexões e as condições econômicas do comércio de energéticos.

Quadro 1

Principais elementos da regulação da ISE na Argentina — 1991-92

- **Geradores:** para favorecer a competição no mercado atacadista (*mayorista*) e assegurar o acesso de terceiros à rede; a Lei proíbe que os geradores, distribuidores e grandes usuários controlem as empresas de transmissão.
- **Transmissão:** as empresas de transmissão devem prestar serviço de transporte às partes, estando inabilitadas para compra e venda de eletricidade.
- **Distribuição:** os distribuidores estão obrigados a permitir o acesso de terceiros à rede de distribuição, sempre que tenham capacidade disponível. As empresas distribuidoras estão proibidas de participar do segmento de geração, não obstante, seus acionistas podem integrar parcial ou majoritariamente uma nova sociedade reconhecida como gerador do MEM.
- **Outorgas de concessão:** a distribuição e a transmissão, por suas características monopolistas, constituem atividades reguladas e requerem outorga de concessão. Os geradores estão sujeitos à concessão exclusivamente se explorarem centrais hidroelétricas. As centrais termelétricas não requerem autorização, e a Lei regulamenta os aspectos relacionados à segurança e ao meio ambiente.
- **A expansão da rede** de transporte estará sujeita aos mecanismos do mercado.
- **Grandes usuários:** inicialmente o conceito de grande usuário fixou em 5MW o limite de consumo a partir do qual um usuário pode ter acesso ao mercado atacadista, podendo o ENRE modificar o conceito no futuro.

Quadro 2

Operadoras da indústria de serviços elétricos da Argentina — 1991-96

EMPRESAS	GERADORAS		TRANSMIS- SORAS	DISTRIBUI- DORAS
	Térmicas	Hidroelétricas		
Companhia Puerto	-	1 009MW	-	-
Companhia Costanera	-	1 260MW	-	-
Central Pedro de Mendoza	94 MW	-	-	-
Central Dock Sud	211MW	-	-	-
Central Duque	129MW	-	-	-
Edesur S/A	-	-	-	6.400MWh
Edenor S/A	-	-	-	6.200MWh
Edelpar	-	-	-	832MWh
Transener	-	-	500kV	-
Transnor (Noroeste do País)	-	-	Linhas de alta tensão	-
Transpa (Patagônia)	-	-	Linhas de alta tensão	-
Transnea	-	-	220kV	-
Distroguyo (1)	-	-	Linhas de alta tensão	-
Transcomuhue (1)	-	-	Linhas de alta tensão	-
OUTRAS EMPRESAS				
Centrais nucleares				
Embase	357MW	-	-	-
Atucha I	648MW	-	-	-
Centrais binacionais				
Salto Grande (Argentina – -Uruguai)	-	1 800MW	-	-
Yacyretá (Argentina – -Paraguai)	-	3 100MW	-	-
Cooperativas rurais (n.º)	-	-	-	600
Geradoras independentes				
(nº)	90	-	-	-
Autoprodutores	9	-	-	-
Grandes usuários maiores (com demanda acima de 1MW)				229
Grandes usuários menores (com demanda entre 0,1 e 1MW)				302

FONTE: GAZETA MERCANTIL (vários números). São Paulo.
BOLETÍN DEL CIER (vários números). Montevideo.

(1) Opera em algumas províncias.

Quadro 3

Tipos de tarifas de consumo de energia elétrica (demanda-pico)
na Argentina — 1991-92

TIPOS DE TARIFAS	ESPECIFICAÇÃO	NÍVEIS DE TARIFICAÇÃO DO CONSUMO	OBSERVAÇÃO
Tarifa 1	Pequenos consumidores — até 10kW		
	Tarifa 1-R	Até 300kWh Maior de 300kWh	Clientes residenciais
	Tarifa 1-G	Até 1.600kWh Entre 1.600kWh a 4.000kWh	Clientes em geral: comércio, indústria, serviços, clientes oficiais, etc.
	Tarifa 1-AP	Maior de 4.000 kWh Tarifa social	Clientes pobres
Tarifa 2	Médios consumidores — maior de 10kW até 50kW	Tarifa biônica: uma com um custo de potência na hora de pico; outra para fora da ponta.	Há uma única tarifa para todos os clientes compreendidos no mesmo tipo.
Tarifa 3	Grandes consumidores — maior do que 50kW	Uma tem custo de potência na hora de pico; outra fora da ponta; uma terceira estabelece preços diferenciados para hora de pico, resto e intervalo.	Há uma única tarifa para todos os clientes compreendidos no mesmo tipo.

FONTE DOS DADOS BRUTOS: BOLETÍN DEL CIER (1992). Montevideo, p.19, out.

Quadro 4

Sistema de correção das tarifas de energia elétrica na Argentina — 1991-92

Os preços das tarifas estão calculados em dólares dos EUA, porém cobrados em pesos. O valor da tarifa é composto por dois elementos: um representa o preço de compra da energia; e o outro, o valor agregado da distribuição. O preço da energia comprada é um *mix* entre os contratos a termo e o preço médio estacional do mercado *spot*. O componente do valor agregado de distribuição tem atualização em função da variação do índice de preços dos produtos industriais e do índice de preços ao consumidor (Consumer Price Index) dos EUA, tendo a ponderação de 67% para o primeiro e de 37% para o segundo.

FONTE: BOLETÍN DEL CIER (1992). Montevideo, p.20, out.

Quadro 5

Sistema de remuneração e dos preços dos segmentos
da ISE argentina — 1991-92

SEGMENTOS	SISTEMA DE REMUNERAÇÃO E DE PREÇOS
Geradores	No mercado spot, os geradores são remunerados na medida em que produzem energia elétrica de acordo com o despacho ótimo e oferecem potência adicional no MEM. Ou seja, o preço da energia em cada hora é definido pelo custo marginal de produção e transporte mais a oferta adicional aceita pelo despacho, formando o preço de mercado. No mercado a termo, os geradores podem estabelecer contratos com os distribuidores e os grandes usuários por preços, condições e prazos negociados livremente. Se o gerador disponibiliza uma potência inferior ao compromisso assumido, ele passa a ser um comprador do MEM para completar sua oferta.
Transmissores	O segmento de transmissão é remunerado por três componentes: uma renda variável associada aos preços dos troncos e à energia transportada; um custo fixo por conexão à rede de transporte de eletricidade, do tipo custo de operação e manutenção da capacidade de transformação, compensação, etc.; e um custo por capacidade de transporte posta à disposição para fins de garantir o cumprimento dos custos de operação e manutenção das linhas de alta tensão da rede de transmissão. No mercado a termo, o transporte é remunerado através da existência de contratos com base nos troncos ou na distância dos mercados e nos custos fixos.
Distribuidores	No mercado a termo, a remuneração resulta das vantagens obtidas pelos contratos de longo prazo. Se os contratos do distribuidor superam 60% da sua demanda prevista, o resto da sua demanda terá preço do mercado <i>spot</i>. Se não supera os 60%, o resto da sua demanda terá preço estacional. Preços estacionais são calculados por períodos estacionais de seis meses: um corresponde ao período de inverno-primavera, época de chuvas, degelo e neve; e um período de verão-outono, época de estiagem. O preço permanece fixo por três meses, podendo ser reajustado se houver uma modificação significativa.
Grandes usuários	A participação dos grandes usuários no mercado a termo exige contratar pelo menos 50% de sua demanda prevista, e o restante será comprado do mercado <i>spot</i>. Do contrário deverão contratar do distribuidor.

FONTE: BOLETÍN DEL CIER (1992). Montevideo, p.10, nov.

Quadro 6

Projetos de expansão do setor elétrico — 1997

PROJETO	USINA	POTÊN- CIA (MW)	CONCLU- SÃO	LOCALIZAÇÃO
Atucha II	Termonuclear	740	2002	Buenos Aires
Pichi Picún Leufú (1)	Hidroelétrica	240	1999	Comahue
Yacyretá (três turbinas) (2)	Hidroelétrica	465	1998	Argentina/Paraguai
Genelba (Perez Companc)	Termelétrica	660	1998	Marcos Paz
Pluspetrol (Pluspetrol Energy S/A)	Termelétrica	280	1998	Tucumán
Usina de Ramalha (Hie-Argener S/A)	Termelétrica	180	1997	Buenos Aires
Usina de Ensenada (CMS Ensenada S/A e Edesa S/A)	Termelétrica	130	1998	Buenos Aires
Usina de Ceban (Central de Buenos Aires Norte S/A)	Termelétrica	720	1997	Buenos Aires
Usina de San Nicolás (AES Paraná)	Termelétrica	680	2000	Buenos Aires
Garabi	Hidroelétrica	1 800	-	-
Corpus Christi	Hidroelétrica	2 900	-	Argentina/Paraguai
Ampliação de Usinas				
Usina Mendoza (C.T. Mendoza S/A)	Termelétrica	280	1998	Mendoza
Puerto	Termelétrica	360	1998	Buenos Aires
Costanera (C.T. Costanera S/A)	Termelétrica	820	1998	Buenos Aires
Dock Sud (C.T. Dock Sud S/A)	Termelétrica	350	1999	Buenos Aires

FONTE: BOLETÍN DEL CIER (1998). Montevideo, p.17-18, out.

(1) A hidroelétrica foi iniciada em 1988, tendo sido realizada 70% da obra até 1998. A privatização da usina diferenciou-se das demais pelo aporte de US\$ 25 milhões dado pelo Governo ao consórcio ganhador para concluir a obra. (2) A hidroelétrica de Yacyretá atualmente opera 17 turbinas, de um total de 20, com capacidade de 155MW cada.

Quadro 7

Projetos de hidroelétricas binacionais na sub-região do Mercosul — 1998

PROJETO	PAÍSES	CAPACIDADE (MW)	RIO	ESTÁGIO ATUAL
Itaipu	Brasil - Paraguai	12 600	Paraná	Em operação
Salto Grande	Argentina - Uruguai	1 890	Uruguai	Em operação
Yacyretá	Argentina - Paraguai	3 200	Paraná	Em operação
Garabi	Argentina - Brasil	1 800	Uruguai	Projeto
Roncador	Argentina - Brasil	2 700	Uruguai	Projeto
San Pedro	Argentina - Brasil	750	Uruguai	Projeto
Compensador Santo Grande	Argentina - Uruguai	400	Uruguai	Projeto
Corpus Christi	Argentina - Paraguai	2 880	Paraná	Projeto
Compensador Itati-Itacora	Argentina - Paraguai	1 660	Paraná	Projeto

FONTE: REVISTA DEL CIER (1998). Montevideo, p.18, abr.

Quadro 8

Interconexões elétricas da Argentina — 1998

PAÍSES	INTERCONEXÕES	TENSÃO (kV)	CAPACIDADE (MW)
Argentina - Brasil	L/T Paso de los Libres – Uruguiana	230/132	50
	L/T Garabí – Itá	500	1 000
Argentina - Paraguai	L/T Eldorado – Carlos A. López	220/132	30
	L/T Posadas – Encarnación	66/33	10
	L/T Clorinda – Guarambaré	132/220	80
	Hidroelétrica Binacional de Yacyretá	500	3 200
Argentina - Uruguai	Hidroelétrica Binacional Salto Grande	500	2 000
	L/T Concepción – Paysandú (Uruguai)	150/132	50
	L/T a partir de Puerto e Piedrabuena	150	200
Argentina - Bolívia	L/T Aguas Blancas	33	Desativada em 1994
	L/T Pocitos (Salvador Maza – Rebaje)	33	Desativada em 1993
	L/T Villazon	33	2 400

FONTE: BOLETÍN DEL CIER (1998). Montevideo, abr.
REVISTA ENERGETICA (1998). p.20, jul.-set.

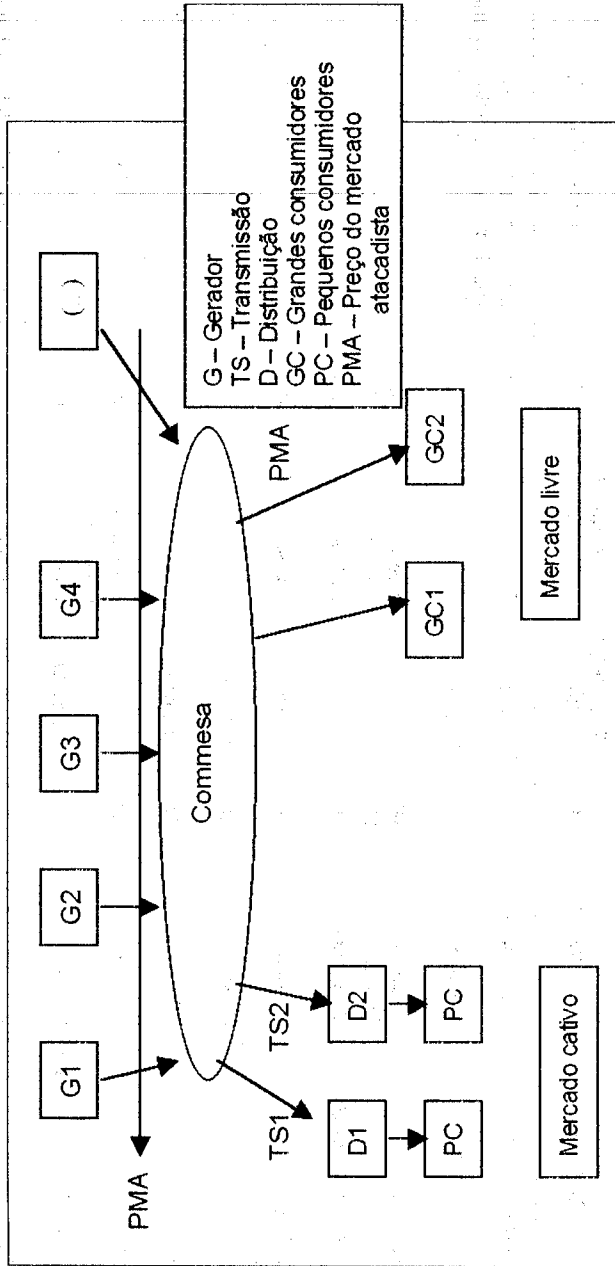
A reintegração vertical da ISE na Argentina – participação acionária em 1997

EMPRESA	GERAÇÃO	%	TRANSMIS- SÃO	DISTRIBUI- ÇÃO	%	GÁS NATURAL
Perez Companc	Costanera	20	Transener	Edesur	32,5	Transportadora Gás del Sur
Cia. Del Plata	Glúemes	25	Transener	-	-	Distribuidora de Gás Metropolitana
Endesa	Costanera	40	-	Edenor	10	-
	Chocón	55	-	Edesur	11	-
Energis – Chilectra	Costanera	20	-	Edesur	38,5	-
Entergy	Costanera	10	Transener	Edesur	10	-
Duke	Glúemes	25	Transener	-	-	-
Taico	Glúemes	15	Transener	-	-	-
CMS	Chocón	30	-	Energia Mendoza	40	-
Power Service Indiana	Costanera	5	Transener	Edesur	10	-
Astra	-	-	-	Edenor	...	Distribuidora de Gás Metropolitana
Compañía Geral de Combustíveis (Grupo Soldati)	Glúemes	...	-	-	-	Transportadora de Gás Norte Distribuidora de Gás Metropolitana

FONTE: BOLETÍN DEL CIER (1997). Montevideo, p.21, maio.

Figura 1

Mercado elétrico atacadista de energia elétrica na Argentina



FONTE: OLIVEIRA, Adilson, PINTO JUNIOR, Helder Queiroz, orgs. (1998). Financiamento do setor elétrico brasileiro. Garamond.

Figura 2

Mercado elétrico atacadista da Argentina

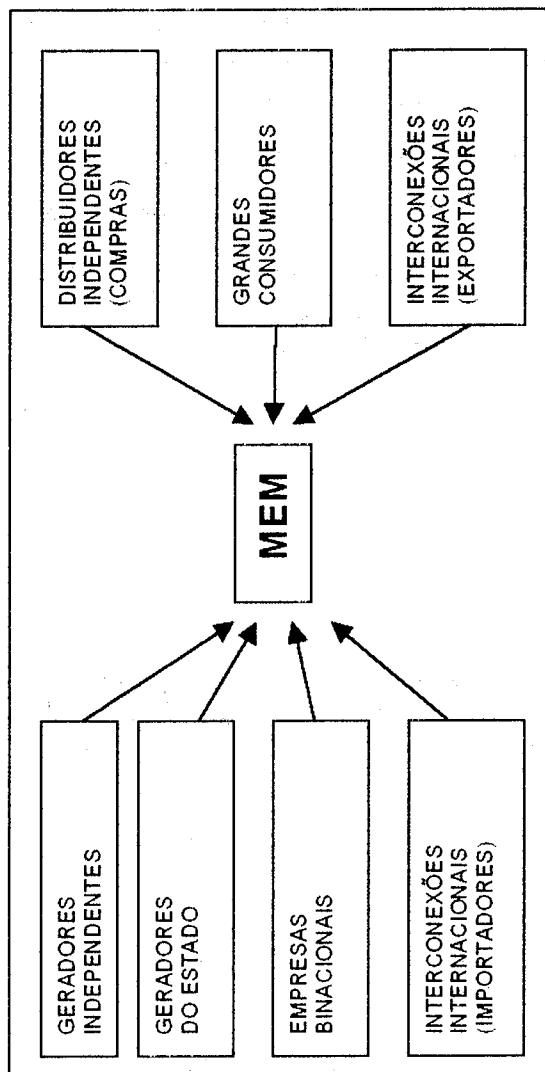


Tabela 1

Produção de energia elétrica, na Argentina — 1990-1997

(Gwh/ano)

TIPO	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1997
Térmica	25 493	30 974	30 788	25 436	24 880	28 009	31 686
Hidráulica	18 133	15 322	19 030	23 544	27 993	28 346	28 161
Nuclear	7 281	7 771	7 090	7 750	8 288	7 188	7 961
TOTAL	50 907	54 067	56 908	56 730	61 160	63 472	72 485

FONTE: GAZETA MERCANTIL (1999). São Paulo, p.9, 9-15 ago.
BOLETÍN DEL CIER (1998). Montevideo, p.23, out.-nov.

Tabela 2

Tarifas de energia elétrica e gás natural para alguns países — 1998

USUÁRIOS	ARGENTINA	BRASIL	PARAGUAI	URUGUAI
Residencial				
3kW – 200kWh/mês	83,50	116,70	63,10	122,60
10,3kW – 1.600kWh/mês	50,70	116,70	63,10	168,60
Industrial				
100kW – 25.000kWh/mês	60,10	68,20	36,30	74,30
1000MW – 438MWh/mês	50,20	39,30	33,30	41,90
25MW – 16,4 GWh/mês	40,10	36,10	24,00	35,20
Gás natural				
Doméstico (USD/MMBTU)	4,781	19,64	-	-
Industrial (USD/MMBTU)	2,779	2,70	-	-

FONTE: REVISTA DEL CIER (1998). Montevideo, p.8, abr.

Tabela 3

Exportações e importações entre interconexões elétricas
no Cone Sul — 1991-1997

(GWh/ano)

PAÍSES	IMPORTAÇÕES			EXPORTAÇÕES		
	1991	1996	1997	1991	1996	1997
Argentina	9	3 663	5 505	1 905	300	277
Bolívia	3	13	16	17	2	1
Brasil	8	36 719	40 647	26 702	18	22
Colômbia		150	197	231	3	2
Chile	0	0	0	0	0	0
Equador	13	2	2		2	2
Paraguai	26 784	0	0		40 025	45 724
Peru		2	1	3	0	0
Uruguai	1 823	300	277		352	422
Venezuela	218	1	0		148	195
TOTAL	28 858	40 850	46 645	28 858	40 850	46 645

FONTE: BOLETÍN DEL CIER (1992). Montevideo, p.21, nov.
BOLETÍN DEL CIER (1997). Montevideo, p.28, nov.
BOLETÍN DEL CIER (1998). Montevideo, p.23, out.-nov.

Bibliografia

- ABREU, Andrés Tierno (1997). La interacción de los mercados de gas natural y de la energía eléctrica. **Revista del Cier**, v.6, n.22, dez.
- ALBAVERA, Fernando Sánchez (1995). Globalización y reestructuración energética en América Latina. **Revista de la Cepal**, p.125-136, ago.
- AZPIAZU, Daniel, VISPO, Adolfo (1994). Algunas enseñanzas de las privatizaciones en Argentina. **Revista de la Cepal**, p.129-147, dez.
- BOLETÍN DEL CIER (Vários números).
- Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER). www.secier.org.uy
- GILBERT, Richard J., KAHN, Edward P. org. (). **Internacional comparisons of electricity regulation**. Cambridge, University Press.

KAY, John , MAYER, Colin, THOMPSON, David (1986). Privatization and regulation: the uk experience. Oxford : Clarendon.

OLIVEIRA, Adilson; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz, orgs. (1998). **Financiamento do setor elétrico brasileiro**. Garamond.

REVISTA DEL CIER (Vários números). Montevideo.

REVISTA ENERGÉTICA (Vários números). Montevideo.

ROSA, Luiz Pinguelli et al. (1998). **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro : Relume & Dumará.

SÁ, Eduardo K. de (1995). A privatização do setor elétrico na Inglaterra e reflexões para o caso brasileiro. **Revista do BNDES**, v.2, n.3, p.127-150.