

4 A REVITALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Graves problemas apresentam-se no novo modelo setorial de energia elétrica brasileiro, ainda inconcluso. Diversas questões extremamente complexas adiadas ao longo dos anos estão a espera de definição. É consenso entre os estudiosos que a regulação e a privatização não foram bem executadas. A estratégia inicial usada na reestruturação do setor com a venda das concessionárias de energia elétrica de forma a ganhar o apoio dos governos estaduais para a reestruturação do setor com a construção dos marcos regulatórios em paralelo, mostrou-se errada. As características próprias do setor elétrico brasileiro associadas às disputas entre os agentes e a paralisação política do governo teve como resultado uma grande elevação das tarifas. Entre 1995 e 2001, as tarifas dobraram⁵⁴, o País sofreu um racionamento de 20% de suas necessidades e há sete anos não há regulação estável para o setor.

A principal evidência da inadequação da atual legislação para o setor, e decorrente das necessidades de reformulação do atual modelo, refere-se a crise de oferta de energia elétrica. O conseqüente racionamento de energia, ao nível de 20% e com duração de dez meses, diminuiu o ritmo de uma economia em recuperação e trouxe outro ônus em forma de maiores tarifas para sociedade⁵⁵.

O governo, ciente da necessidade de mudanças, criou o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Neste item, tentaremos expor as causas dos problemas apresentados, as

⁵⁴ O valor exato da elevação de tarifa foi de 92,77%, desde o Plano Real (Sânzio, 2002).

⁵⁵ Segundo Pires (2001), o ano de 1999 constituiu um importante divisor de águas na condução da política econômica brasileira, com a mudança da política cambial e o ajuste fiscal ainda em curso. Aparentemente o país teria criado as condições necessárias para retomar uma trajetória de crescimento virtuoso. Entretanto, existem alguns possíveis fatores de limitação da intensidade dessa retomada do crescimento econômico. Dentre os quais, destacam-se: as dificuldades econômicas enfrentadas pela Argentina; a diminuição do ritmo de crescimento dos Estados Unidos; e, finalmente, o racionamento de energia elétrica, que provocará graves e ainda pouco conhecidas conseqüências a dificuldade para a ampliação da oferta de energia.

soluções propostas pela Câmara de Gestão da Crise de energia Elétrica – GCE e finalmente a análise das medidas e seus possíveis impactos.

4.1 A REVITALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A Resolução nº 18 de 22/06/2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico como a última tentativa do atual governo de normalizar o funcionamento do mercado através de acordo geral do setor e, em seguida, criar um marco regulatório que finalize a reestruturação do setor elétrico. Dentre as medidas propostas, destacam-se:

Tabela 04: Medidas propostas para revitalização do modelo do SEB

Item	Proposta
1	Aperfeiçoamento do despacho e formação de preço
2	Implementação de oferta de preços
3	Regulamentação da Comercialização da Energia de serviço Público
4	Fontes alternativas de energia
5	Universalização do atendimento
6	Continuação da reestruturação do MAE
7	Desverticalização
8	Reestruturação do MME
9	Reforço do Sinal locacional nas tarifas de transmissão
10	Governança do NOS
11	Revisão dos certificados de energia assegurada
12	Estímulo à contratação bilateral
13	Estímulo à contratação de reserva de geração
14	Mudanças no valor normativo (VN)
15	Subsídio ao gás natural
16	Estímulo à existência de consumidores livres
17	Eliminação dos subsídios cruzados
18	Limites para auto-contratação e participação cruzada
19	Aperfeiçoamento dos procedimentos de rede da NOS

20	Finalização e aperfeiçoamento dos modelos computacionais utilizados pelo ONS
21	Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento de ponta
22	Supervisão por parte da MME das condições de atendimento
23	Estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta
24	Aperfeiçoamento das metodologias para expansão da rede de transmissão
25	Estímulo à conservação e uso racional da energia elétrica
26	Aperfeiçoamento das regras do MAE
27	Aperfeiçoamento do processo de definição de submercados
28	Aperfeiçoamento das regras do mecanismo de realocação de energia (MRE)
29	Separação das componentes de comercialização e rede nas tarifas de distribuição
30	Aperfeiçoamento e definições nas revisões tarifárias das distribuidoras
31	Agilização do processo de licenciamento ambiental
32	Tarifa social de baixa renda
33	Regularização dos contratos de concessão

Fonte: BrasilEnergia (2002a)

As principais propostas listadas podem ser agrupadas em alguns temas principais e assim será analisado a partir de dois aspectos.

4.1.1 Normalização do Funcionamento do Setor

Com o racionamento de energia, os problemas do setor foram agravados. A necessidade urgente de continuidade de funcionamento do setor implicou na adoção de três medidas: acordo geral do setor, com a resolução extraordinária das pendências financeiras, principalmente entre as distribuidoras e geradoras; a contabilização das energias compradas e vendidas dentro do MAE; e, definição sobre a renegociação da energia velha com a redução dos contratos iniciais.

Acordo geral do Setor

O racionamento de energia trouxe graves problemas entre os agentes, principalmente no que tange os contratos de venda de energia entre geradores e

distribuidores e o desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das concessionárias de distribuição.

A celebração do acordo entre os diversos agentes do setor evitou, segundo Brasil Energia (2002 a):

- A descontinuidade dos investimentos sem a paralisia geral do setor;
- Generalização da crise de inadimplência do setor;
- Grandes disputas jurídicas que levariam anos para serem dirimidas;
- Reajustes tarifários mais elevados do que o necessário;

Os seguintes princípios nortearam o acordo geral do setor, ainda segundo Brasil Energia (2002 a):

- Recomposição tarifária extraordinária para as empresas distribuidoras, com a finalidade de recompor o equilíbrio econômico-financeiro;
- Empréstimo junto ao BNDES de financiamento para empresas distribuidoras, com a finalidade de mitigar os problemas financeiros. Este empréstimo será pago com a elevação das tarifas prevista na recomposição tarifaria;
- Pagamento pelas geradoras pela energia não geradas às distribuidoras dentro do racionamento pelo valor de R\$ 73,30 em vez do valor do MAE;
- Os agentes não poderão ir a justiça para reclamar qualquer controvérsia, dentro do período acordado.

Ao final deste acordo, as empresas distribuidoras puderam apresentar grandes lucros em seus balancetes de 2001, as empresas geradoras evitaram o pagamento de grandes somas às distribuidoras, e coube ao consumidor arcar com um aumento de 7,9% em sua conta de energia elétrica.

Funcionamento do MAE

Algumas medidas foram tomadas em relação aos problemas de governança detectados no âmbito do MAE: mudanças organizacionais e estruturais, com a clara

definição da ANEEL como agente decisor de última instância, em detrimento da assembleia geral do MAE que possuía uma composição colegiada; instituiu mecanismos de Arbitragem, regras, procedimentos e penalidades que dificultaram a utilização de instrumentos extra setor para paralisação das atividades de contabilização (Brasil Energia, 2002b).

Estas medidas visam reiniciar as atividades de contabilização das vendas e compras de energia, paradas desde 1999, e determinando grandes prejuízos a alguns agentes que possuem somas elevadas a receber. Apesar destas medidas poderem permitir a reinicialização do processo de contabilização, vários outros problemas relativos ao MAE podem ser citados: a volatilidade dos preços de energia elétrica no curto prazo inviabiliza a tomada de preços do MAE como referência de preços para o mercado; incidência de impostos sobre operações de compra e venda.

Venda da Energia Velha

A partir de 2003, os contratos iniciais de venda de energia elétrica, que tinham a finalidade de criar um ambiente de transição entre os modelos, prevêm a diminuição da venda de 25% dos volumes de energia das geradoras para as distribuidoras (Pires, 1999a). Com o refluxo das privatizações no setor, as empresas geradoras não foram privatizadas e a lógica do atual modelo de livre negociação na venda da energia gerada ficou prejudicada.

Assim, houve a necessidade de criar mecanismo de venda desta energia de forma a assegurar a transparência na recontratação, evitando o favorecimento para um determinado agente e assegurar um equilíbrio de competição além de fornecer incentivos para consolidação dos investimentos em geração pela iniciativa privada.

O mecanismo encontrado foi a regulamentação da comercialização desta energia através de leilões públicos, onde diversas empresas federais, estaduais e privadas poderão ofertar sua energia. As principais geradoras a participarem destes leilões serão: CHESF, ELETRONORTE; FURNAS, CGTEE; CEEE; CEMIG; CESP e COPEL.

Os participantes destes leilões serão as distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres. O montante e a duração dos contratos serão definidos pelas empresas geradoras, embora a duração deva ficar condicionada aos prazos impostos pela regulamentação, e tem a finalidade de estabelecer referências de preços para futuras

negociações realizadas no mercado, e evitar que todos os contratos sejam finalizados em um único período.

No caso da energia liberada dos Contratos Iniciais, será previsto um preço mínimo que deverão ser próximos aos valores hoje praticados, porém os valores a serem alcançados no leilão deverão sinalizar o custo marginal de expansão do sistema de geração, que representa duas vezes o valor praticado atualmente⁵⁶. Estes valores deverão ter um impacto maior que 10% no valor final da tarifa para o consumidor. Com os lucros excedentes que estas empresas terão, o governo pretende criar um fundo setorial com a finalidade de atenuar o impacto da liberação das tarifas dos contratos iniciais.

4.1.2 Aperfeiçoamento do mercado

Evidentemente, as medidas anteriores são paliativas e necessitam de uma série de outras reformas que tornem possível a finalização do modelo. A seguir, serão detalhadas as principais medidas propostas para viabilizar a reforma do setor elétrico.

Expansão da Oferta de Energia Elétrica

O objetivo do planejamento da expansão era determinar o cronograma de entrada de obras que minimizasse a soma dos custos de investimentos e operação necessários para atender a demanda projetada, para uma determinada confiabilidade, que no Brasil corresponde a 5% (ONS, 2002).

Em sistemas hidroelétricos, o despacho econômico no curto prazo coincide com o acionamento das hidroelétricas em detrimento as gerações térmicas, mas esta política pode levar a um maior risco de déficit. A política oposta nos leva uma maximização da confiabilidade em relação à economia global de operação.

As características do sistema hidroelétrico determinam que mesmo que haja uma falta estrutural de energia, os preços no mercado de curto prazo pode continuar baixo, caso haja boas condições hidrológicas, como ocorreu no racionamento 2001/02.

⁵⁶ O custo marginal de expansão de geração do setor elétrico corresponde ao Valor normativo da energia. Calculado em fev/01 em R\$ 72,35 por MWh e corrigido pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM) e pela variação do dólar para os insumos importados para construção de usinas, o Valor Normativo estaria estimado acima de R\$ 80 por MWh.

Assim, tornou-se necessário o desenvolvimento de mecanismos complementares para equacionar a expansão competitiva da oferta de energia elétrica:

- Definição metodológica da revisão dos valores das energias asseguradas das usinas hidroelétricas. O valor desse montante de energia calculado acima do seu valor real foi uma das causas do racionamento. Apesar de nominalmente as distribuidoras possuírem contratos de compra de energia, não havia, na realidade, o lastro físico para assegurar as transações. Esses valores serão revistos na época dos leilões da energia velha dos contratos iniciais.
- Estabelecimento de mecanismo de monitoração de cumprimento dos respaldos físicos contratuais pelos geradores, com fixação de penalidades e punições mais rígidas.
- Estímulo à contratação e expansão da capacidade de geração através de contratos bilaterais, que viabilizem a construção de novas gerações. Neste caso, a principal medida de curto prazo é a exigência de contratação de 95% das necessidades de energia por todos os distribuidores de energia.
- Estímulo à conservação e ao uso racional da energia elétrica. Atualmente já existem ações de racionalização do uso da energia, com a utilização de parte do faturamento das empresas de forma obrigatória.
- Contratação de capacidade de geração térmica de reserva, que representaria um seguro contra o racionamento.

A redução das energias asseguradas das usinas hidroelétricas já construídas, a obrigatoriedade de contratação em 95% da carga com conseqüente introdução das penalidades deverá equacionar parte da expansão da oferta de energia.

Outra medida importante é o incentivo à geração térmica a gás natural. Atualmente, a geração térmica não se apresenta competitiva em relação à hidroelétrica. Entretanto, alguns fatores deverão aumentar a competitividade das térmicas no futuro (Brasil Energia, 2002b):

- Redução dos custos das térmicas com:
 - O crescimento e amadurecimento do mercado de gás natural;
 - Flexibilização dos contratos compra de gás na modalidade *take or pay*;

- Equacionamento da exposição financeira em caso de falha;
- Redução dos custos de compra de equipamentos no mercado internacional ou mesmo o nascimento de uma produção nacional;
- Mudanças na metodologia de determinação das tarifas de uso do sistema de transmissão.
- Aumento dos custos das hidroelétricas
 - Maior custo de licenciamento ambiental;
 - Distância do centro consumidor;
 - Pagamento de *royalties* pelo uso da água.

Neste caso, deverão ser proposta medidas de diversificação das fontes de energia para redução do risco hidrológico a fim de garantir uma expansão adequada da geração de energia elétrica.

Tarifas

Neste item são analisadas as tarifas cobradas pelas atividades reguladas, para quais o modelo não prevê competição. Estas atividades são a transmissão de energia elétrica, a distribuição e a comercialização para os clientes cativos. A seguir, serão apresentadas as principais medidas previstas para o aperfeiçoamento do modelo relativas aos preços regulados pela ANEEL.

Quanto às tarifas de transmissão dois problemas serão atacados pelas medidas do Comitê de Revitalização do Setor. O primeiro refere-se a metodologia de cálculo das tarifas que não apresentam sinais econômicos claros ao investidor de geração.

As tarifas de transmissão, são determinadas por dois componentes, um componente locacional e outro de custo fixo global, o selo. Na atual metodologia existe a predominância do componente global (peso acima de 70%), sobre o componente locacional. A proposta do Comitê de revitalização prevê a revisão das tarifas de uso das transmissão, reduzindo a participação do custo global fixo, e elevação do sinal locacional. Com estas medidas, espera-se uma maior racionalidade na decisão de localização das construções das usinas geradoras.

Em seguida, deve-se observar os valores defasados das tarifas cobradas. Segundo Jabur (2002), a falta de um histórico da operação separada das linhas existentes levou ao estabelecimento de baixas tarifas de uso da transmissão. As antigas empresas de geração, antes verticalizadas, não analisavam os custos das linhas, sendo esta um apêndice da atividade de geração. Essas operadoras, agora desverticalizadas, reclamam da rentabilidade da atividade. Estas tarifas deverão sofrer um aumento substancial em curto prazo.

Do mesmo modo da transmissão, as tarifas de uso da distribuição são determinadas em um ambiente regulado, sendo um dos pilares do atual modelo. Vale ressaltar que a determinação inadequada dessas tarifas pode atrapalhar ou mesmo impedir a competição na comercialização.

Neste caso, existe, atualmente em audiência pública, metodologia proposta para estabelecimento das tarifas específicas para esta atividade e critérios para reajuste e revisões.

No caso das tarifas para os consumidores cativos, a definição dos procedimentos e da metodologia para revisões tarifárias periódicas das distribuidoras é uma das inovações do novo modelo do setor elétrico, que deverão melhorar a eficiência econômica no setor. A relevância e urgência deste tema tornam-se ainda maiores, já que dezessete concessionárias atualmente em processo de revisão tarifária e outras quarenta que terão iniciarão o processo de reajuste em 2003 (Brasil Energia, 2002b).

Atualmente, está em andamento processo de audiência pública na ANEEL que tem a finalidade de determinar os critérios a serem utilizados. Dois aspectos são cruciais: a base de remuneração das concessionárias; e a aplicação do “Fator X”

Segundo Jabur (2002), as concessionárias reclamam a valorização de seus bens através de correção monetária e divergem quanto a aplicação do “Fator X”, já utilizados pela ANEEL, no reajuste das tarifas da Escelsa em 2001. Em ambos os casos, a ANEEL contratou consultoria internacional para mediar as ações junto aos agentes

Comercialização (Consumidores livres e cativos)

A presença de consumidores livres é fundamental para o desenvolvimento do mercado competitivo. Atualmente, existe um pequeno número de consumidores que

poderiam exercer a condição de livre, no entanto, sua participação no mercado é relativamente grande. No entanto, estes consumidores não possuem interesse de exercer sua condição de cliente livre, pois as tarifas hoje praticadas são extremamente baixas.

As principais medidas para iniciar de fato a comercialização dos clientes livres são: estabelecimento de um novo cronograma de liberação de clientes, com a finalidade de formar um mercado competitivo mais rapidamente; oferecer sinais econômicos para que os consumidores livres possam optar pelo mercado competitivo; reajustar as tarifas desses consumidores para valores próximos aos custos.

4.2 ANÁLISE DAS NOVAS MEDIDAS

Como pode transparecer, diversos e graves problemas não solucionados impedem a devida atualização do novo modelo. Os defensores do novo modelo acreditam que as dificuldades na transição foram desprezadas, mas a intensificação das reformas deverá criar um setor elétrico apto a satisfazer as necessidades de uma economia em crescimento (Maurer, 2002). Os mais críticos em relação a reestruturação acreditam que houve uma grande perda de tempo e dinheiro, e os consumidores e contribuintes pagarão a “festa” da qual não participaram. A seguir são analisadas as principais medidas de revitalização da reestruturação do SEB.

As medidas do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico representam um esforço extraordinário de reconstrução de um modelo para o setor elétrico baseado na racionalidade do mercado. Diversas questões repesadas durante anos apresentam-se presente nas preocupações centrais do comitê cujo funcionamento permite a participação dos agentes nas formulações em andamento. Estas certamente levarão a uma maior consistência das normas vigentes tendo como reflexo a continuidade dos investimentos no setor.

Entretanto, a pergunta central sobre a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro é saber se o modelo baseado na racionalidade do mercado e desverticalizado é eficiente em um país com características únicas de geração de energia elétrica como o Brasil. Segundo Nassif (2002), seriam necessárias quatro condições: excesso de capacidade, se possível associada a um mercado maduro que crescesse a taxa muito baixa; fortes diferenciais de

preços da energia entre regiões, entre províncias ou entre Estados, que levassem a energia mais barata a competir com aquela mais cara; aparecimento de uma ou mais opções tecnológicas que viessem de alguma forma eliminar as vantagens de economia de escala do monopólio natural (aqui, o gás puxou para cima o custo marginal de geração); o menor número possível de restrições de ordem técnica para que se pudesse montar o despacho das unidades geradoras apenas em função das ofertas do preço (leilões de compra e venda de energia). Nenhuma dessas condições são encontradas no SEB.

Mas, o problema principal refere-se a expansão da geração de energia elétrica. Uma das principais diferenças entre o Brasil e Inglaterra refere-se ao custo de expansão da geração. No Brasil, a ausência de incentivos econômicos de produzir energia “nova” deve-se principalmente ao seu custo ser o dobro do custo da energia “velha”, gerada a partir de usinas hidroelétricas de baixo custo de operação.

Na Inglaterra, havia uma situação diferente: existia a possibilidade de ganhos de produtividade com a construção de usina a gás natural de ciclo combinado em substituição de usinas a carvão, poluentes e de alto custo operacional. A construção dessas novas usinas impôs uma possibilidade de competição com a contestação dos monopólios das concessionárias de distribuição, objetivo da reestruturação (Rosa *et al.*, 1998).

A fim de ultrapassar este obstáculo, o Comitê de Revitalização previu leilões anuais de energia das sobras dos contratos iniciais a partir de 2003 até 2005. O impacto destes leilões deverá ser grande já que a energia velha deverá auferir novos valores, superiores aos atuais R\$ 40,00 por MWh. Mas, qual será o valor a ser alcançado por esta energia?

Certamente, quando o mercado de energia normalizar⁵⁷, o valor mínimo desta energia deverá se aproximar do custo marginal de expansão da geração, que se iguala ao Valor Normativo da energia competitiva, custando hoje em torno de R\$ 80,00 por MWh. O valor normativo por sua vez determina o valor máximo de energia que pode ser repassado para as tarifas, o que determina, portanto o valor máximo.

Assim, acredita-se que o valor da energia deverá alcançar o valor normativo determinado em resoluções da ANEEL, sendo o dobro do valor do atual. Esta elevação nos preços de geração causará um impacto que serão repassados da sociedade pela empresas geradoras. Essas empresas, hoje lucrativas deverão apresentar um sobrelucro

⁵⁷ Após o racionamento o mercado de energia elétrica retornou a valores próximos ao ano de 1999.

extremamente elevado, implicando, conseqüentemente, em uma perda de bem-estar pela sociedade brasileira.

Apesar de estar previsto a criação de um fundo com os sobrelucros obtidos pelos aumentos dos preços, a utilização deste para atenuar a elevação final das tarifas ao consumidor final poderá trazer novas distorções com a criação de subsídios⁵⁸. Além disso, este fundo terá recursos dos lucros das ações do governo federal nas empresas geradoras, que deverão ser vendidas para finalização do modelo, não havendo, portanto, consistência nesta proposta.

Outro problema no caminho da reestruturação do SEB é a característica cooperativa do seu parque gerador hidroelétrico. Essas restrições de ordem técnicas e o grande potencial hídrico já licitado e a licitar indicam uma geração muito mais afeita a um planejamento global do que a competição.

A energia gerada a partir de processos térmicos deverá por muito tempo ser utilizada de forma complementar, especificamente na hora de máxima demanda do sistema e na otimização da energia potencial armazenada nos reservatórios plurianuais das usinas hidroelétricas.

Isto nos leva a outra contradição do modelo, como ter preços diferentes de energia ao longo de um período, já que o modelo de despacho centralizado objetiva diminuir o custo geral da produção ao longo de vários anos. Assim, fica a dúvida sobre a real finalidade da contabilização das cargas no MAE de hora em hora, prevista para horizonte próximo.

Espera-se que, somente quando a capacidade de geração térmica for equivalente a geração hidroelétrica, pode haver um mercado competitivo na geração de energia elétrica.

Após as medidas prevista pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, as condições necessárias para reestruturação do modelo modificaram. Se, antes, as características intrínsecas do SEB impediam ou, no mínimo, criavam grandes barreiras à entrada de novos produtores de eletricidade, com a determinação da renegociação da energia velha liberada gradativamente pelo decréscimo dos contratos iniciais, este problema, agora desaparece, pois espera-se que o preço da energia velha iguale-se ao

⁵⁸ Em Brasil Energia, 2002 a, discuti-se a criação do Fundo de Dividendos das Empresas Federais, destinado a benefício direto dos consumidores, reduzindo a tarifa média de fornecimento. Seria mais interessante a utilização deste fundo, no financiamento do setor.

custo marginal de expansão, que é o valor da energia gerada em termelétricas à gás, viabilizando a expansão.

Estas medidas, no entanto, causarão uma elevação no valor final da tarifa ao consumidor, reduzindo o bem-estar social e aumento do excedente do produtor. Os defensores da reestruturação do setor elétrico acreditam que a ação das forças do mercado no médio e longo prazo atenuará os preços da energia no médio e longo prazo. Por outro lado, os críticos da reforma acreditam que este seja o valor a ser pago para viabilizar o modelo baseado no mercado.

Na verdade, o retrocesso na reestruturação do setor parece improvável, já que a necessidade de capital para continuar expandindo o setor é maior que as disponibilidades do Estado, principalmente quando se compara com outros investimentos mais prioritários mesmo na área de infra-estrutura.

Difícilmente, uma solução que equacione todas as contingências encontradas na reestruturação do setor elétrico no Brasil, pode ser alcançada. Apesar dos problemas identificados no atual modelo, alguns avanços foram alcançados. No próximo capítulo, serão apresentados um resumo do trabalho e as conclusões finais.