

## **2**

### **Setor Elétrico Brasileiro**

#### **2.1**

##### **Antes da Reforma da Década de 90**

Antes da reestruturação do setor elétrico brasileiro, durante a década de 90, havia uma lógica de planejamento centralizado que comandava a expansão da geração, transmissão e distribuição. O crescimento da demanda energética deveria ser acompanhado continuamente pelo aumento da oferta de energia, fundamentalmente a partir de investimentos dos governos federais e estaduais, através de suas empresas concessionárias estatais, em novos equipamentos de geração e reforços na rede de transmissão, para que fosse assegurada em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano.

As empresas controladas pelo governo federal, entre elas, Chesf, Eletronorte, Furnas e Eletrosul eram responsáveis por aproximadamente 60% da geração de energia elétrica do país e vendiam parte do seu produto para as distribuidoras, que normalmente eram empresas estaduais. Algumas destas empresas, como Cemig, Light, Cesp, Copel e outras, complementavam a energia comprada com geração própria e repassavam para os seus consumidores diretos ou para distribuidoras municipais de menor porte. As sobras e déficits do balanço energético eram rateados entre os compradores.

Tradicionalmente, as tarifas repassadas aos consumidores e entre empresas não discriminavam as parcelas referentes à transmissão. Além disso, havia para cada classe de consumidor, uma única tarifa em todo o território nacional, tornada viável através de subsídios cruzados entre as empresas. Este panorama, associado à tarifa de referência de cada empresa baseada no seu ativo imobilizado (remuneração garantida pelo custo do serviço a uma taxa de 12% a.a), permitia a expansão e o uso compartilhado de rede de transmissão [6].

A expansão e operação eram orientadas pela otimização global do sistema. A ELETROBRÁS era coordenadora dos grupos de planejamento e operação do sistema, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e

o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). Nesta fase o instrumento principal de decisão era o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), preparado pelo GCPS, que formulava um cronograma de expansão da oferta de energia para os dez anos seguintes, sendo que a cada ano era atualizado.

## **2.2 Após a Reforma da Década de 90**

As grandes mudanças do setor começaram ainda no governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, com o processo de privatização e a mudança do papel do estado na economia, de estado empreendedor para estado regulador. O objetivo da reestruturação do modelo era expandir o parque gerador e modernizar as linhas de transmissão de energia elétrica a partir da privatização e da constituição de um modelo competitivo de energia elétrica no Brasil [14]. Essencialmente buscava a introdução da competição naqueles segmentos não caracterizados como monopólio natural (geração e comercialização) e uma regulamentação mais forte e clara naqueles segmentos caracterizados como monopólios (transmissão e distribuição) [10].

A Lei 8.631, de março de 2003, promoveu uma mudança radical nas tarifas, extinguindo a equalização tarifária vigente, o que estabeleceu profundas alterações nas regras de funcionamento do setor.

A reestruturação da indústria elétrica foi acelerada no início de 1995, com a Lei 8.987 que regulamentou o processo de concessões dos serviços do setor elétrico para investidores e a desestatização dos empreendimentos existentes [27]. A reforma também foi marcada pela promulgação da Lei 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre. Neste período, portanto, foram estabelecidos os fundamentos básicos do novo modelo e iniciada a sua abertura à participação dos capitais privados. Em suma, estas leis introduziram profundas e importantes alterações, em especial quanto: à licitação dos novos empreendimentos de geração; à criação da figura do Produtor Independente de Energia; ao livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e a liberdade para os grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia elétrica [6].

Inicialmente o discurso oficial admitia que as privatizações deveriam ocorrer após a construção de um sistema regulatório adequado, capaz de promover a concorrência onde possível e, na impossibilidade desta, gerar incentivos para ganhos de qualidade e eficiência. Para que isto pudesse ocorrer, era necessária a atuação de um órgão regulador independente e com autonomia decisória e financeira. Portanto, em dezembro de 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo implementada apenas em outubro de 1997 [27].

Contudo as primeiras empresas foram privatizadas sem que existisse qualquer normatização especial sobre regulação e política energética. Enquanto se privatizaram as empresas, sem estudos prévios, foram criadas as regulamentações, os órgãos de regulação e gestão [27].

Com o novo modelo, houve modificações na realização da expansão da geração de energia, que passou a ser essencialmente viabilizada através de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre distribuidoras ou consumidores livres e as geradoras. Nesta forma de contratação, eram negociados a quantidade e o preço da energia a ser suprida e as diferenças entre o montante produzido e o contratado eram comercializadas no Mercado Atacadista de Energia (MAE), ao preço MAE ou spot.

Os preços do MAE apresentavam grandes oscilações e por isso as distribuidoras e geradoras de energia elétrica procuravam estar 100% contratadas. As primeiras realizavam tal procedimento com o propósito também de atender a exigência regulatória que obrigava uma contratação mínima de 85% do seu mercado. As segundas buscavam segurança no seu fluxo de caixa para a viabilidade econômica de seus projetos [17].

A alta variabilidade do preço MAE era típica devido o sistema brasileiro ser predominantemente hidroelétrico. Isto explica porque as usinas “merchant” (vendem apenas a energia que produzem) não apresentaram interesse em entrar no sistema, até mesmo quando os preços se apresentavam altos, contradizendo a ideologia da época para a reformulação do modelo do setor [17].

A responsabilidade pela expansão da capacidade de geração, na mudança para o novo modelo, foi transferida das empresas geradoras para as distribuidoras. Este processo de transferência de responsabilidade tinha como propósito o subsequente interesse das distribuidoras em contratar energia a longo prazo, através dos contratos bilaterais, para atendimento da sua crescente demanda

energética. Resumindo, a disposição de investir em geração nova só ocorreria se houvesse do outro lado uma demanda disposta a assinar os contratos bilaterais de longo prazo.

Depois de 1999 todos os contratos entre geradores e distribuidores foram substituídos pelos contratos iniciais, que garantiram praticamente 100% dos requisitos das distribuidoras entre 1999 e 2001. Com isto, estas empresas não tiveram incentivo para impulsionar a ampliação da oferta que compensasse o desequilíbrio inicial na transição para o novo modelo. Isso levou a conclusão que a geração anterior a 1998 mais a que provavelmente seria construída entre 1998 e 2001 seria suficiente para atender à demanda do sistema [17]. Porém não foi exatamente isto que ocorreu.

Tendo em vista a iminência de problemas no fornecimento de energia no período de 2001 a 2003, em especial na Região Sudeste, o governo federal lançou, em fevereiro de 2000, o Programa Prioritário das Termelétricas (Decreto 3.371 e Portaria MME 43). Este programa emergencial foi elaborado pelo MME como estímulo à construção de usinas termelétricas, contando com o apoio da ANEEL, PETROBRAS e BNDES, que objetivou estimular a construção de 49 usinas termelétricas [14].

O programa era constituído por algumas medidas de incentivo à geração termelétrica, mas estas medidas não surtiram os efeitos esperados, principalmente devido ao fato dos investidores solicitarem garantias adicionais como: indexação do valor nominal à variação cambial, garantia da venda de energia adicional à Gaspetro e redução nos prazos dos contratos de suprimentos [14].

Por fim, o resultado foi que houve a licitação de três usinas hidrelétricas mais 16 usinas termelétricas para entrarem em operação em 2003. A participação da PETROBRAS foi fundamental para a construção destas usinas por intermédio da constituição da Sociedade de Propósito Específico para diminuição dos riscos do negócio [14].

Houve também de outro lado, a criação do programa de estímulo a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) com suporte financeiro do BNDES. Além disto, no segmento da transmissão, foi autorizada a construção de 4.500 km de linhas de transmissão num valor de R\$ 4,5 bilhões [14].

Segundo [17] dois problemas foram apontados como responsáveis pelo não aumento da oferta de energia. O primeiro foi o atraso das obras de geração e

transmissão programadas e que foram efetivamente inauguradas entre 1998 e 2001, que correspondia a cerca de 22 mil GWh. O segundo foi a não construção de geração adicional que estava prevista nos planos decenais, mas que não foi inaugurada entre 1998 e 2001, que representava cerca de 40 mil GWh. Outro ponto de destaque é que o aumento do consumo de energia correspondeu aos valores previstos e não influenciou em nada a crise de abastecimento de energia.

### **2.3 Racionamento de Energia em 2001/2002**

No fim de 1998, os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste apresentavam um nível de armazenamento considerado desconfortável, chegando a um nível crítico ao final de 1999. No início de 2000 as aflúncias nesta região foram excelentes, o que provocou um alívio no problema imediato de suprimento daquele ano. Porém estas ótimas aflúncias não foram capazes de restaurar a normalidade o sistema. Com isso, ao longo de 2000 ocorreu um novo esvaziamento que levou, em 2001, os sistemas a níveis absolutamente críticos e a necessidade de racionar energia.

No mês de maio de 2001 foi constituída a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) com o propósito de administrar a crise que existia no país e evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do fornecimento de energia elétrica.

A GCE determinou o início e as regras básicas do racionamento de energia elétrica. Foram definidas metas de racionamento para consumidores residenciais, comerciais e industriais de baixa tensão nos estados das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Os consumidores comerciais e industriais de média e alta tensão tiveram metas de racionamento diferenciadas. Em junho de 2001 foi iniciada a concessão de bônus e aplicação de penalidades previstas nas regras do racionamento. Os consumidores residenciais com consumo mensal máximo de 100 kWh ficaram isentos das penalidades. Também foi determinada a redução da tensão de fornecimento, com alterações nas tensões de saída dos circuitos primário de distribuição das concessionárias, exceto em caso de inviabilidade técnica.

Apenas em julho de 2001 os estados do Pará, Tocantins e parte do Maranhão foram incluídos no racionamento de energia.

Os estabelecimentos definidos como essenciais pelo governo não poderiam ter o fornecimento de energia suspenso por descumprimento da meta, tais como hospitais, penitenciárias, delegacias, aeroportos, estações de tratamento de água e esgoto, entre outros. Alguns outros casos especiais ficaram livres do risco de ficar sem energia, mas todos estavam sujeitos ao pagamento de multas no caso de descumprimento das metas.

As interrupções temporárias no fornecimento de energia ocorreram em menor número que o previsto inicialmente. A GCE orientou para que as interrupções fossem efetuadas de forma decrescente, começando por quem ultrapassou mais acintosamente a meta de consumo em termos absolutos.

As multas em decorrência do consumo acima da meta e os bônus devido ao consumo abaixo da meta sofreram alterações de valores ao longo do racionamento, se tornaram menores à medida que o racionamento caminhava para o seu fim.

Apenas em alguns locais do Nordeste o racionamento foi mais incisivo, havendo a declaração de feriados civis para economizar energia.

Houve a necessidade de reajustar as tarifas, de forma extraordinária, para compensar as perdas das distribuidoras. O aumento foi de 2,9% para os consumidores residenciais e 7,9% para outros consumidores. Os consumidores de baixa renda não tiveram suas tarifas reajustadas [24].

No fim de fevereiro de 2002 foi abolido o programa de racionamento de energia, segundo o governo federal, por intermédio da GCE e Ministério de Minas e Energia. Verificou-se que os reservatórios estavam com seus volumes dentro dos limites de segurança, não havendo possibilidade de novos racionamentos até o ano de 2005, considerando as obras em andamento do Programa Prioritário de Térmicas (PPT), das usinas térmicas assumidas pela PETROBRAS, das usinas já licitadas pela ANEEL, além da importação de energia.

## **2.4 Novo Modelo do Setor Elétrico**

Após a eleição do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, em 2002, foi iniciado um novo ciclo de reestruturação da indústria elétrica nacional. Inicialmente houve a divulgação, em 2003, das propostas para o novo paradigma

institucional e, posteriormente, em março de 2004, a consolidação regulatória com as Leis 10.847 e 10.848, regulamentado pelo Decreto 5.163 de julho de 2004 [27].

O novo modelo foi planejado a fim de promover uma melhoria na segurança de suprimento de energia. O modelo almeja uma matriz energética que aproveite melhor as vantagens da hidroeletricidade e da energia térmica ao criar uma competição por preços no processo de comercialização de energia. Com isso, há o favorecimento do aumento do grau de confiabilidade do sistema e conseqüentemente o menor custo possível para o consumidor [15]. Portanto, o ponto principal do novo modelo é a maximização da segurança de suprimentos e a universalização de acesso, em harmonia com a eficiência, expressa pelo princípio de modicidade tarifária [27].

O modelo proposto pelo Governo Federal tem os seguintes objetivos [15]:

- Promover a modicidade tarifária, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que favorece a melhoria da competitividade da economia;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
- Promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

### **Modicidade Tarifária**

Os fatores que contribuem para a modicidade tarifária e a alocação eficiente de recursos foram definidos como [15]:

- Expandir a competição na geração de energia, por meio de licitação pelo critério de menor tarifa;
- Assegurar o equilíbrio entre a oferta e a demanda por energia, de modo que o consumidor não seja onerado pela falta ou excesso de energia;
- Reduzir os riscos associados aos investimentos, com a concessão de licença previa ambiental e de contratos de compra de energia de longo prazo;

## **Segurança do Suprimento**

As medidas para garantir a segurança de suprimento, propostas pelo Novo Modelo incluem [15]:

- A exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;
- A criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, responsável pelo monitoramento permanente da segurança de suprimento;
- A contratação da energia visando a expansão do mercado com antecedência de três e cinco anos por meio de contratos de longo prazo;
- A constituição de uma reserva de segurança do sistema, por meios de licitação, com base nos estudos de planejamento capaz de garantir a maior segurança ao menor custo de suprimento possível e da melhoria do critério de garantia do suprimento;
- A retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

## **Estabilidade do Marco Regulatório**

A estabilidade regulatória, segundo o Novo Modelo, será estabelecida através da(s) [15]:

- Definição clara das funções e atribuições dos diversos agentes institucionais existentes, estabelecendo com nitidez suas responsabilidades e aperfeiçoando sua governança;
- Atribuições principais dos agentes institucionais existentes, entre eles, Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistemas Elétrico (ONS), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS);

- Criação de novas instituições, com o objetivo de complementar o marco regulatório, estabelecendo novas funções e atividades, entre elas, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

## 2.5 Comercialização de Energia Elétrica no Novo Modelo

Segundo o Novo Modelo, o mercado brasileiro de energia elétrica está dividido em dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro é para abrigar os consumidores cativos e o segundo é para assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos consumidores livres. Durante a transição para o novo paradigma institucional, os contratos existentes foram respeitados e administrados dentro do ACR até sua expiração.

No ACL ocorrem as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Neste segmento há uma livre comercialização dos preços, quantidades, prazos, entre outros, regidos por contratos bilaterais de compra e venda de energia. Ressalte-se, no entanto, que concessionárias estatais de geração, mesmo quando negociando no ambiente livre, devem necessariamente promover ou participar de leilões público, cujos editais, incluindo os contratos, serão submetidos previamente à aprovação da ANEEL [27].

No ACR ocorrem as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes vendedores (agentes de geração, comercialização e importação) e os agentes de distribuição. Neste segmento as operações são precedidas de licitação (na modalidade de leilões organizados pelo governo) onde são realizados contratos bilaterais regulados (Contratos de comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR).

No ACR cada agente de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN deverá adquirir a energia elétrica de novos empreendimentos ou de já existentes, por meio de leilões.

Os novos empreendimentos de geração são aqueles que até a data de publicação do edital do leilão não sejam detentores de concessão, permissão ou

autorização ou que sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada. Se a energia for decorrente de importação ou através de fontes alternativas e estiverem conforme estas duas situações anteriores, será considerada energia nova, senão energia existente.

Os leilões de energia nova serão promovidos nos anos “A-5”, que é o quinto ano anterior ao ano de previsão para início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição por meio do leilão (ano-base “A”) e “A-3”, que é o terceiro ano anterior ao ano-base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica. Os “A-5” visam à construção de plantas geradoras capazes de iniciar a operação dentro de cinco anos e, similarmente, os contratos firmados pelas licitações com três anos de antecedência visam às obras que possam ser concluídas neste prazo. Os contratos firmados para a aquisição de nova geração devem englobar prazos de duração entre 15 e 35 anos, dependendo do tempo necessário para a amortização dos investimentos, e possuir cláusulas de incentivo à modicidade tarifária.

Com isso, espera-se reduzir significativamente o risco de investimentos dos geradores que poderão iniciar o empreendimento com um fluxo garantido de receitas, com taxas aceitáveis de retorno e capacidade de viabilizar financiamento mais barato.

Os leilões de energia existente serão promovidos no ano “A-1”, que é o ano anterior ao ano-base “A” em que se realizam os leilões de energia de compra de energia elétrica.

A contratação da geração existente, por sua vez, visa atender à carga das geradoras com energia de contratos expirados e também será concluída por meio de leilões. A contratação será na modalidade contratos de quantidade de energia e terá prazo mínimo de 3 e máximo de 15 anos. Os preços obtidos nos leilões serão integralmente repassados à tarifa.

Nesta categoria (energia existente) também incluem os leilões de ajuste no qual as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão realizar contratações visando os desvios de estimativa na demanda calculada e informada ao MME. O montante total de energia a ser contratada, por agente de distribuição, não poderá exceder a um por cento da respectiva carga

total contratada, cujo valor será o montante total de contratos registrados na CCEE no ano anterior ao da realização do leilão de ajuste.

A legislação referente ao Novo Modelo impactou praticamente todos os agentes do setor. A atividade de compra de energia das empresas de distribuição teve seus limites de contorno bastantes definidos, o universo de possibilidades de contratação foi restringido e a previsão do mercado se tornou um fator de alto risco na atividade de distribuição. A importância da previsão de mercado foi aumentada visto que instituiu-se penalidades para eventuais erros. O limite de tolerância é de 1% para erros para baixo e 3% para erros para cima. A apuração das penalidades é realizada com base em um horizonte de 12 meses e que as receitas resultantes da aplicação das penalidades são revertidas à modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Esta rigidez na contratação, além do fato da maior parcela da energia ser comprada em conjunto (nos leilões de energia existente e nova) fez com que os riscos de preço de energia provenientes de exercício de poder de mercado e compras no curto prazo fossem praticamente eliminados.