



**COPPE/UFRJ**

**INSERÇÃO DOS CONSUMIDORES LIVRES NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO: DESAFIOS E OPORTUNIDADES**

Cristiane Padilha Chaves

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salém Szklo

Rio de Janeiro  
Março de 2010

**INSERÇÃO DOS CONSUMIDORES LIVRES NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO: DESAFIOS E OPORTUNIDADES**

Cristiane Padilha Chaves

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO  
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE  
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO  
GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. Alexandre Salém Szklo D.Sc.

---

Dr. Roberto Schaeffer, Ph.D.

---

Dr. Ricardo Gorini de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
MARÇO DE 2010

**Chaves, Cristiane Padilha**

Inserção dos Consumidores Livres no Setor Elétrico  
Brasileiro: Desafios e Oportunidades/ Cristiane Padilha  
Chaves. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

XI, 112 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Salém Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de  
Planejamento Energético, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 106-117.

1. Consumidor Livre. 2. Setor Elétrico Brasileiro. I.  
Szklo, Alexandre Salém. II. Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético.  
III. Título.

Ao Alexandre, que a cada dia transforma a minha vida, me ensinando a olhar o mundo sob diferentes pontos de vista.

Aos meus pais, pelo exemplo de vida e a confiança que sempre depositaram em mim.

Aos meus irmãos, pelo amor e companheirismo.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Prof. Alexandre Szklo, pelo excelente trabalho de orientação, pelo incentivo e paciência nos momentos de incertezas, e pela troca de experiências por meio das conversas mantidas ao longo deste período.

Agradeço também a compreensão dos parentes de quem foram roubados dias de convivência que são difíceis de resgatar.

Agradecimento especial à Tatiane Pestana, pela amizade e companheirismo durante essa jornada.

Agradeço aos meus colegas de trabalho, pela troca de experiências, pela tolerância nos meus momentos de estresse e ainda pelo suporte prestado nas atividades profissionais nos meus momentos de ausência forçada.

Agradeço à todos os funcionários do programa, e especialmente a Sandra por sua atenção especial com os alunos.

Agradeço finalmente à Deus por ter me concedido mais esta oportunidade evolutiva.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

**INSERÇÃO DOS CONSUMIDORES LIVRES NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:  
DESAFIOS E OPORTUNIDADES**

Cristiane Padilha Chaves

Março/2010

Orientador: Alexandre Szklo

Programa: Planejamento Energético

Esta tese analisa o papel dos consumidores livres no Setor Elétrico Brasileiro. Para tal, avalia o papel desses consumidores livres em outros mercados do mundo e analisa a atual estrutura regulatória brasileira que foi introduzida em 2004. O modelo atual substituiu o adotado nos anos 1990, quando a primeira reforma do Setor Elétrico Brasileiro ocorreu. A fim de avaliar o papel dos consumidores livres no setor elétrico brasileiro esse trabalho analisa os benefícios que esse tipo de consumidores percebe e os riscos a que estão expostos ao trocarem o mercado cativo pelo mercado livre. Avalia ainda a influência da presença dos consumidores livres no mercado sobre os outros agentes do setor: geradores, distribuidores, consumidores cativos e a sociedade. Identifica também novas opções para os consumidores livres no mercado de energia elétrica brasileiro.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

INSERTION OF THE FREE CONSUMERS IN THE BRAZILIAN ELECTRICAL SECTOR: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES.

Cristiane Padilha Chaves

March/2010

Advisor: Alexandre Szklo

Department: Energy Planning

This thesis analyses the role of free consumers in the Brazilian Electric Power Sector. Therefore, it evaluates the role of free consumers in other markets worldwide and analyses the current Brazilian regulatory framework that was introduced in 2004. The current model has replaced the one adopted in the 1990s, when the first reform of the Brazilian Electricity Sector occurred. To assess the role of free consumers in the electricity sector, this work analyses the benefits that this kind of consumers perceive and the risks they are exposed to when they switch from the captive market and go towards the open market. It also evaluates the influence of free consumers over the other industry agents: generators, distributors, retail consumers and society. It also identifies new options for free consumers in the Brazilian electric energy market.

## Sumário

<b>1. Introdução</b>	1
<b>2. Reestruturação da Indústria de Energia Elétrica</b>	4
2.1. Características Técnicas e Econômicas da Indústria de Energia Elétrica .....	4
2.2. Motivações para a Reforma da Indústria de Energia Elétrica .....	7
2.3. Arquitetura Básica para Reestruturação e Competição .....	12
2.4. O Caso do Reino Unido.....	23
<b>3. A Reforma do Setor de Energia Elétrica no Brasil</b>	33
3.1. O Setor de Energia Elétrica no Brasil.....	33
3.2. Reforma do Setor de Energia Elétrica no Brasil.....	35
3.3. O Ambiente Regulatório.....	41
3.4. A Regulação Específica para os Consumidores Livres.....	45
3.5. O Racionamento e a Câmara de Gestão da Crise de Energia.....	47
<b>4. A Segunda Reforma</b>	51
4.1. Motivações para a Segunda Reforma .....	51
4.2. Nova Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro .....	52
4.3. O Planejamento da Expansão .....	58
4.4. A Operação Centralizada do Sistema .....	59
4.5. A Contratação de Energia.....	63
<b>5. Papel dos Consumidores Livres na Indústria de Eletricidade Brasileira</b>	71
5.1. Geradores.....	73
5.2. Distribuidoras .....	76
5.3. Consumidores Livres .....	77

5.4. Consumidores Cativos.....	84
5.5. Sociedade, consumidores livres e geração distribuída .....	92
5.6. Novas Opções para os Consumidores Livres no Mercado Brasileiro .....	95
<b>6. Conclusão</b>	102
<b>7. Referências Bibliográficas</b>	106

## **1. Introdução**

Consumidores livres – CLs são os consumidores que estão aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica. Os atuais critérios de migração do mercado cativo para o mercado livre foram inicialmente estabelecidos em 1998, pela Lei 9.648/1998, que criou dois grupos desses consumidores.

O primeiro grupo é composto pelas unidades consumidoras com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV. Também são livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 27.05.1998 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Estes consumidores podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia.

O segundo grupo, composto pelas unidades consumidoras com demanda maior que 500 kW atendidos em qualquer tensão, também pode escolher seu fornecedor, mas seu leque de escolha está restrito à energia oriunda das chamadas fontes alternativas, a saber: pequenas centrais hidrelétricas – PCH's, usinas de biomassa, usinas eólicas e energia solar.

Em de outubro de 1999, a ANEEL publicou a Resolução nº 281 que estabeleceu as condições gerais para contratação do acesso ao sistema de transmissão e distribuição. Nesse mesmo mês, a Carbocloro, empresa produtora de cloro-soda com planta industrial no estado de São Paulo, celebrou o primeiro contrato entre um consumidor livre e um comercializador de energia, tendo como fornecedor a Companhia Paranaense de Energia – COPEL, instalada no Paraná. Ao final de 2009, segundo a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, o mercado de energia tinha 648 consumidores livres, que consomem 22% da energia elétrica do Brasil, representam 47% do

consumo industrial e são responsáveis pela produção de 27% PIB brasileiro.

Nesse contexto, este trabalho tem por objetivo analisar o papel dos consumidores livres diante do atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro, fazendo um levantamento dos benefícios que conseguem usufruir e dos riscos a que estão expostos. O principal motivo para essa investigação foi a mudança ocorrida na forma de comercialização de energia a partir da implementação do novo marco regulatório em 2004, em substituição ao modelo estabelecido nos anos 90, quando da reforma do Setor Elétrico Brasileiro.

Atualmente, com a introdução dos leilões de energia, a competição no mercado foi substituída por competição pelo mercado. Com isso, o modelo brasileiro passou a ser diferente do modelo inglês, no qual foi baseado, e o consumidor livre deixou de ter o papel de incentivador da competição entre os geradores. O padrão atual estabeleceu a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões, com o objetivo de reduzir o custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos. Nesse modelo, os consumidores livres não podem comprar energia nos leilões, devendo negociar com os geradores ou comercializadores a energia que não foi vendida às distribuidoras (SOUZA, 2008).

A dissertação está estruturada em seis capítulos, incluindo esta introdução. O capítulo dois tem por objetivo apresentar a reestruturação da indústria de energia elétrica no âmbito mundial. Para tanto, faz um levantamento das motivações da reforma, mostra a arquitetura básica para a reestruturação e o início da competição, apresentando o caso do Reino Unido. A indústria de eletricidade do Reino Unido foi uma das primeiras a introduzir a liberalização radical e a reformulação do sistema, sendo um dos modelos mais estudados do mundo. Tal modelo é exemplar para a reformulação do mercado de eletricidade, pois demonstra a importância da desverticalização e a possibilidade de competição em geração e comercialização no contexto do setor elétrico britânico (NEWBERRY, 2004).

O capítulo três apresenta a reforma da indústria de energia elétrica no Brasil, expoẽ as particularidades do Setor de Energia Elétrica Brasileiro (SEB), o ambiente regulatório decorrente da primeira reforma, a regulação específica para os consumidores livres e, por fim, introduz os condicionantes para a segunda reforma, com o racionamento em 2001.

O capítulo quatro contextualiza o atual marco regulatório do SEB e para isso apresenta a segunda reforma, com suas motivações e a nova estrutura do setor, bem como uma visão das atividades de planejamento da expansão, da operação centralizada do sistema e da contratação de energia no modelo vigente.

A partir dos fatos expostos nos capítulos anteriores, o capítulo cinco investiga o papel dos consumidores livres na indústria de eletricidade, analisando os benefícios e ou riscos que os CLs trazem para o Setor Elétrico Brasileiro, no modelo atual. Considera, ainda, a influência da presença dos CLs no mercado sobre os outros agentes do setor: geradores, distribuidores, consumidores cativos e a sociedade. Identifica também novas opções para os consumidores livres no mercado de energia elétrica nacional.

Por fim, o capítulo seis apresenta as principais conclusões da dissertação e propostas de estudos futuros.

## **2. Reestruturação da Indústria de Energia Elétrica**

### **2.1. Características Técnicas e Econômicas da Indústria de Energia Elétrica**

O Setor Elétrico tem como principais características técnicas a não estocabilidade do produto “eletricidade” em grandes volumes, utilizando tecnologia economicamente viável, e a necessidade de atender a demanda de maneira instantânea, criando uma interdependência sistêmica entre a geração e a utilização de energia elétrica (PINTO JR *et al*, 2007). A operação em tempo real da rede de eletricidade visa manter a freqüência, a tensão e a estabilidade do sistema equilibrados de forma que, aliados com os congestionamentos da rede e as perdas físicas, mantenham o fornecimento e a demanda constantemente equivalentes em todos os pontos da rede.

A geração de energia elétrica pode ser obtida por meio de várias tecnologias, sendo as mais convencionais a termonuclear, a hidrelétrica e a termelétrica à base de combustão. É igualmente possível utilizar tecnologias baseadas em fontes renováveis como a energia solar, a energia eólica, assim como a energia dos oceanos, as quais produzem impactos ambientais menores, mas ainda são mais caras que as convencionais e esbarram em obstáculos quanto ao alcance de uma escala mínima eficiente de produção (PINTO JR *et al*, 2007).

A demanda de energia elétrica tem uma curva característica, com períodos de vale e de pico, tanto diários, como semanais e anuais.<sup>1</sup> Para manter o balanço

---

<sup>1</sup> A curva de carga diária geralmente apresenta carga mínima de madrugada, com retomada no início da manhã. O patamar de carga média pode ser caracterizado pelo horário de trabalho comercial ou industrial. No momento em que as pessoas retornam aos seus lares é também ligada a iluminação

instantâneo entre a geração e consumo, o sistema de geração deve antecipar a carga e ter capacidade planejada, tanto de produção quanto de transporte de energia elétrica. Num sistema térmico prevê-se o atendimento à demanda máxima e as maiores chances de déficit de energia estão relacionadas à indisponibilidade de equipamentos e à falta de combustível. Num sistema hidráulico podem ocorrer problemas com as vazões, assim o sistema teria turbinas suficientes, mas sem água para gerar energia. Isso implica em ter uma sobrecapacidade planejada, com volumes elevados de investimentos e projetos com longos prazos de maturação.

Apesar de os processos de geração e o consumo de energia elétrica serem simultâneos, eles não ocorrem no mesmo espaço físico. Assim sendo, a integração temporal entre esses processos está relacionada a uma integração espacial para que haja uma continuidade do fluxo no tempo e no espaço. Tal integração é feita pelo sistema de transmissão para o atendimento ao mercado de atacado e pelo sistema de distribuição (com a comercialização acoplada a ele ou não) para o atendimento aos clientes de varejo (TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS, 2002).

Antes das reformas institucionais verificadas em diferentes setores elétricos no mundo, os principais componentes do suprimento de energia – geração, transmissão, distribuição e comercialização – eram integrados através de empresas de utilidades públicas. Essas firmas tinham o direito exclusivo de suprir energia elétrica para os consumidores de varejo residencial, comercial e industrial, dentro de uma estabelecida área geográfica (JOSKOW, 2003).

Além dos atributos técnicos apresentados acima, a indústria de energia elétrica pertence ao setor de infraestrutura, setor especial da economia com características de indústria de rede e de monopólio natural.

---

pública acontece o pico da demanda e a carga máxima. Semanalmente a demanda também tem períodos de carga leve nos fins de semana e pesada durante os dias produtivos. No decorrer do ano a sazonalidade está relacionada com as estações climáticas.

Segundo OLIVEIRA *apud* KUNNEKE (1999), as indústrias de rede são as que dependem de rede ou malhas para transportar o produto até o consumidor final. As principais características dessa indústria, no caso do setor elétrico, incluem:

- i. Dificuldade de se prever a demanda no curto prazo, criando a necessidade de se ter uma sobrecapacidade instalada;
- ii. Necessidade de equilíbrio entre a oferta e a demanda devido à impossibilidade técnica de estocar a energia elétrica em larga escala;
- iii. Pouca flexibilidade para que o consumidor escolha seu fornecedor, pois as redes têm conexões fixas;
- iv. Alto investimento inicial e custos irrecuperáveis;
- v. Presença de mono e multi funcionalidades da rede que resultam em economias de escopo;
- vi. Economias de escala devido às externalidades diretas e indiretas<sup>2</sup>;
- vii. Concentração de mercado devido aos incentivos para reduzir os custos de transação e otimizar comportamentos estratégicos<sup>3</sup>;
- viii. Características de bem público relacionadas aos serviços de rede resultando em dificuldades na diferenciação e cobrança de serviços<sup>4</sup>.

Como a eletricidade é um fluxo, o tempo e o espaço são dimensões importantes na caracterização da escala e do escopo dos processos de produção e

---

<sup>2</sup> O tamanho da rede de eletricidade tem implicações a respeito da estabilidade da conexão, da segurança de suprimento e dos custos de distribuição, gerando benefícios para o consumidor. Esses benefícios são chamados de externalidades indiretas, pois os consumidores estão interessados em receber eletricidade, mas não se importam com o tamanho da rede a que estão conectados.

<sup>3</sup> Os participantes da indústria de rede dependem da performance dos outros participantes complementares conectados, o que oferece oportunidade de comportamento monopolista para o fornecedor da cadeia de suprimentos.

<sup>4</sup> Em economia, bem público é um bem não-rival e não-exclusivo. Há ainda, uma característica de indivisibilidade, o que faz com que todo indivíduo tenha acesso à mesma disponibilidade do bem público. Defesa nacional, iluminação pública e praças, são alguns exemplos de bens públicos, pois seu consumo é feito por vários indivíduos sem que seu custo seja maior do que se fosse destinado a somente um indivíduo. Além disso, não é possível excluir um consumidor pela capacidade de pagar pelo consumo de um bem ou serviço.

transporte. A operação com níveis mais elevados de potência permite a exploração de economias de escala, e a maior diversidade temporal dos usuários permite a exploração de economias de escopo<sup>5</sup> (TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS, 2002).

Segundo NEWBERY (1994), existe um monopólio natural quando uma única firma pode prover uma gama de bens e serviços a um preço total menor do que um conjunto de empresas. As características típicas de monopólio natural para o setor de energia elétrica são:

- i. Capital intensivo e economia de escala<sup>6</sup>;
- ii. Incapacidade de estocagem e demanda flutuante;
- iii. Presença de rendas de localização<sup>7</sup>;
- iv. Serviço ou produto essencial para os consumidores<sup>8</sup>;
- v. Presença de conexão direta com os consumidores.

## **2.2. *Motivações para a Reforma da Indústria de Energia Elétrica***

A partir da Segunda Guerra Mundial a indústria de energia elétrica se destacou pelas externalidades positivas geradas para a sociedade<sup>9</sup>. A maioria dos países

---

<sup>5</sup> As economias de escopo do setor elétrico ocorrem devido à possibilidade de venda de serviços diferentes utilizando a mesma base de ativos.

<sup>6</sup> As economias de escala no transporte de eletricidade ocorrem com a subaditividade de custos, isto é, no longo prazo o custo de produção de um ou mais bens por uma única empresa ou um conjunto de empresas, atuando solidariamente, é inferior ao total dos custos de quaisquer produções individuais dessas mesmas empresas, atuando em separado (o custo de produzir o todo é menor que o custo de produzir as partes) (TERRY, A. 2003).

<sup>7</sup> As rendas de localização, norteadas pelo custo marginal de expansão, objetiva o uso otimizado do sistema de transmissão, estimulando a localização da geração perto da carga e vice-versa.

<sup>8</sup> Os serviços ou produtos essenciais são aqueles indispensáveis ao atendimento das necessidades inadiáveis da comunidade, ou seja, das necessidades que coloquem em perigo iminente a sobrevivência, a saúde ou a segurança da população.

<sup>9</sup> As externalidades positivas ocorrem quando as atividades de produção ou consumo exercidas por um agente econômico atingem os demais agentes, sem que estes tenham oportunidade de impedir-los ou a obrigação de pagá-los. Portanto, externalidades positivas referem-se ao impacto de uma decisão

desenvolvidos teve um crescimento rápido na demanda por eletricidade e ainda era capaz de financiar o enorme programa de investimentos necessário para atender a essa demanda e modernizar a geração e transmissão de energia. Nesse período obtinha-se gradual melhora na confiabilidade do sistema, com o preço real da eletricidade tipicamente caindo (NEWBERY, 1994). Segundo o WORLD BANK (1993), a tarifa média de energia diminui de 4,20 UScents/kWh em 1978 para 2,80 UScents/kWh em 1989, para uma amostra de 60 países pesquisados.

Nos países em desenvolvimento o setor estava quase que invariavelmente sob o controle do Estado, com as organizações internacionais, incluindo o Banco Mundial, fornecendo significativas somas de dinheiro em valores absolutos, mas sendo apenas uma parte de todo o investimento necessário. De acordo com os dados de 1994 do Banco Mundial,<sup>10</sup> quase noventa por cento do financiamento oficial de países em desenvolvimento foi para o setor de energia elétrica no período de 1984-1991 (NEWBERY, 1994). Normalmente o setor era regulado pela tarifação do tipo *cost plus*<sup>11</sup>, ou regulamentação pela taxa de retorno do investimento, que é a especificação pelo custo médio, onde os preços são determinados de forma a igualar a receita ao custo total, inclusive a remuneração do investimento depreciável. Esse tipo de aparato regulatório proporcionava pouco incentivo às firmas a conter seus custos - ineficiência produtiva - pois estes eram repassados para o consumidor.

De acordo com SIOSHANSI e PFAFFENBERGER (2004), a partir de 1980 economistas e formadores de políticas começaram a questionar os critérios e a necessidade de empresas públicas centralmente planejadas e de monopólios regulados. Vários fatores contribuíram para o novo pensamento, incluindo um ou mais

---

sobre aqueles que não participaram dessa decisão, mas que involuntariamente se beneficiam dela, a exemplo dos investimentos governamentais em infra-estrutura e equipamentos públicos.

<sup>10</sup> World Bank, 1994, fig.3 e tabela 1.2.

<sup>11</sup> Um problema do sistema *cost plus* é o efeito *Averch-Johnson*, que registra a tendência ao excesso de investimentos, já que na análise de viabilidade econômica dos investimentos o fator incerteza não é contemplado, uma vez que o investidor já tem garantida a sua remuneração (VISCUSI *et al.*, 2000).

dos seguintes – não necessariamente em alguma ordem hierárquica e não aplicável em todos os casos:

- i. Turbinas a gás: o advento de turbinas a gás natural de maior eficiência termodinâmica tornou possível a construção de unidades menores, em tempo recorde e com risco pequeno. Isso quebrou barreiras de entrada significantes para novos geradores e tornou as grandes plantas de capital intensivo menos atraentes;
- ii. Ideólogos e políticos tiveram papel importante em alguns casos, alegando esperar que empresas privadas, sob competitivas pressões comerciais, reduzissem equipes infladas, descartassem contratos não lucrativos economicamente e fossem forçadas a divulgar informações de performance;
- iii. Déficit público pode ter sido um fator motivador em alguns casos<sup>12</sup> onde a venda de empresas e bens públicos trouxe alívio para um pesado déficit do governo;
- iv. Investimento inadequado em infra-estrutura<sup>13</sup> está entre uma das primeiras razões para que muitas economias em crescimento privatizassem ou liberalizassem<sup>14</sup> suas indústrias de energia elétrica para atrair investimento estrangeiro;

---

<sup>12</sup> NEWBERY (1999) diz que “uma visão até certo ponto cínica da privatização de eletricidade na Grã-Bretanha é que essa foi parte de uma campanha contra o poderoso setor público sindical que foi designado para minar o poder de oposição do Partido Trabalhista”. O número de carvoeiros britânicos, que estava em torno de 160.000 em 1984, diminuiu para 10.000 em 1994 e continuou a cair (SIOSHANSI e PFAFFENBERGER, 2004).

<sup>13</sup> Instituições de empréstimos financeiros incluindo The World Bank, o Inter-American Development Bank (IADB) e o The Asian Development Bank (ADB) foram unânimes ao recomendar a privatização como uma maneira para atrair investimento estrangeiro em infra-estrutura (SIOSHANSI e PFAFFENBERGER, 2004).

<sup>14</sup> Liberalizar não é sinônimo de reestruturar. Refere-se à tentativa de introduzir competição em alguns ou todos os segmentos de mercado e remover barreiras da comercialização e intercâmbio.

- v. Déficit no caixa das empresas públicas<sup>15</sup>;
- vi. Descentralizar a tomada de decisão é um motivador em casos onde o governo não pode mais lidar com a crescente complexidade de planejar, financiar, construir, operar e manter a rede de energia elétrica.

Além de todos esses motivadores, vale lembrar que em muitos países os reguladores, normalmente com a aprovação dos políticos, permitiam, ou encorajavam, os subsídios cruzados dos preços entre diferentes classes de consumo. O mesmo ocorria entre várias componentes de custo de serviços verticalizados, tornando-se difícil decifrar no custo da energia elétrica as parcelas relativas à transmissão e à distribuição (SIOSHANSI e PFAFFENBERGER, 2004). A competição, em tese, encorajaria e requereria que os custos fossem desverticalizados e divulgados, tornando difícil o subsídio cruzado entre classes de consumidores ou entre componentes de serviços.

Como esses fatores tiveram influência em cada país depende dos problemas reais de cada um e da forma como eles foram percebidos por cada governo. Ainda sobre as motivações para as reformas ocorridas, TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS (2002) apresentam como justificativas a perda de dinamismo das indústrias de infra-estrutura, com pressão sobre o custo, o aumento das tarifas, a deterioração da qualidade dos serviços e o questionamento da sociedade sobre as ineficiências destas indústrias.

As reformas dos países desenvolvidos começaram com o processo de reestruturação geralmente direcionado pelo desejo de introduzir competição em uma indústria madura, visando torná-la mais eficiente, mais transparente, mais orientada para prestar serviços, auto-regulada e com custos menores de energia (SIOSHANSI e MORGAN, 1999).

---

<sup>15</sup> Foi o caso de Victoria e da Austrália, onde a venda dos bens públicos gerou alívio para os endividados governos da época (SIOSHANSI e PFAFFENBERGER, 2004).

Já os países em desenvolvimento estavam enfrentando diferentes problemas de subpreços, distorção fiscal, tendo como resultado uma inabilidade de se auto-financiar (NEWBERY, 1994). O diagnóstico de ineficiência das empresas públicas levava a pensar em duas soluções: privatização ou aumento do desempenho das empresas que permanecessem no setor público.

Quanto ao escopo das reformas, podem ser observadas diversas características comuns decorrentes das profundas modificações que o modelo de organização industrial sofreu no final do século XX, as quais afetaram não só a indústria de energia elétrica, mas de uma forma geral as indústrias de infraestrutura como um todo, em escala mundial. No entanto, em razão de diferentes características sociais, econômicas e políticas dos países, as reformas assumiram distintos caminhos, considerados mais adequados às realidades próprias de cada um deles.

Em quase todos os casos, o objetivo é um setor mais competitivo, mais eficiente, que encoraje melhorias em qualidade de serviços e resulte em preços menores para os consumidores. De acordo com POLLITT (2008), a desverticalização vai incentivar a competição, facilitar a privatização, aumentar a regulação, provavelmente aumentar as aquisições estrangeiras e reduzir o risco de intervenção arbitrária do governo.

DOUCET e HEYES (1997) analisaram as propostas para a introdução de reforma no setor elétrico de Ontário (Canadá) e sintetizam de forma clara as expectativas dos diversos países, ao introduzirem um processo de reforma no setor elétrico: “Competição entre fornecedores irá criar as condições para a redução de preços, ao mesmo tempo em que estimulará investimentos e criação de empregos em toda a província. Essa competição irá assegurar que os investimentos em geração e transmissão de energia sejam feitos de forma prudente e que os ativos sejam geridos de forma prudente e responsável. Isso irá representar mais oportunidades e escolhas

para os consumidores e irá conduzir à utilização de novas tecnologias e soluções mais seguras, confiáveis e com menor impacto ambiental” (DOUCET e HEYES, 1997).

## **2.3. Arquitetura Básica para Reestruturação e Competição**

A partir principalmente da década de 80 o cenário começou a ser alterado na indústria de energia elétrica, com o início de um processo de reforma e reestruturação dos setores elétricos mundiais, cujos ingredientes centrais para a regulação e competição seriam (SIOSHANSI e PFAFFENBERGER, 2004):

- i. Remover as barreiras à entrada na geração<sup>16</sup>;
- ii. Privatizar todas as empresas para que elas possam competir na mesma base;
- iii. Separar as empresas integradas verticalmente para remover subsídios cruzados<sup>17</sup>;
- iv. Assegurar-se que a rede de transmissão seja aberta e acessível a todos, através de preços transparentes e não discriminatórios<sup>18</sup>;
- v. Criar mercados de atacado de energia que serão abertos e transparentes;
- vi. Assegurar-se que a rede é gerenciada por um operador independente que mantém a confiabilidade, administra os congestionamentos na

---

<sup>16</sup> As principais barreiras à entrada na geração são as necessidades de grandes investimentos de capital, as altas economias de escala e o longo tempo de retorno do investimento. Além disso, o tempo de construção de uma usina pode demorar de 2 a 6 anos, dependendo da tecnologia empregada e do tamanho da planta. Outro fator que pode dificultar a entrada na geração é a eventual necessidade de novos sistemas de distribuição ou transmissão para levar a energia gerada até o mercado (KWOKA, 2008).

<sup>17</sup> Subsídios cruzados podem ocorrer entre consumidores, com usuários subsidiando parte da tarifa reduzida paga por outros, ou entre empresas verticalizadas, quando um setor da empresa lucra mais e financia um outro ramo do negócio.

<sup>18</sup> Geradores, consumidores livres e comercializadores de energia elétrica devem ser capazes de utilizar as linhas de alta tensão dos transmissores e de média e baixa tensão das distribuidoras de energia para comercializar eletricidade através do país com tarifas reguladas.

transmissão, opera os mercados de forma a facilitar o comércio, a liquidez e o gerenciamento de risco;

vii. Fomentar a competição no negócio de comercialização.

Outros autores também procuram indicar elementos básicos dos processos de reforma do setor elétrico, similares aos apontados acima, mas com alguns destaques relevantes. Nesse sentido, LITTLECHILD (2006) define um modelo padrão de reforma do setor elétrico que pode ser descrito em 10 componentes da arquitetura básica para a reestruturação e competição:

- i. Privatização para intensificar performance e reduzir a habilidade do Estado de usar essas empresas para custear os gastos públicos;
- ii. Separação vertical dos setores competitivos e de monopólio regulado para facilitar a competição e a regulação;
- iii. Reestruturação horizontal para criar um adequado número de concorrentes na geração e na comercialização;
- iv. Designação de um operador do sistema independente para manter a estabilidade do sistema e facilitar a competição;
- v. Criação de mercados e arranjos de negócios de serviços auxiliares<sup>19</sup> e de energia, incluindo mercado de contratos e o balanço do sistema em tempo real;
- vi. Aplicação de regras regulatórias que promovam acesso à rede de transmissão e incentivem a alocação eficiente de novas centrais geradoras;

---

<sup>19</sup> Serviços suplementares aos prestados pelos agentes de operação (agentes de geração, de transmissão, de distribuição ou consumidor livre conectados à rede básica), regulamentados pela Resolução ANEEL 265/03, que compreendem os controles primário e secundário de freqüência e suas reservas de potência, a reserva de prontidão, o suporte de reativo e o auto-restabelecimento de unidades geradoras.

- vii. Desagregação das tarifas e regras de varejo para permitir o acesso à rede de distribuição com o objetivo de promover competição ao nível de varejo;
- viii. Especificação de acordos para os clientes, até que seja regularizada a competição no varejo;
- ix. Criação de agências reguladoras independentes com adequadas informações, equipes e poder e o dever de incentivar a regulação e promover a competição;
- x. Providenciar mecanismos de transição que antecipem e respondam aos problemas, dando mais suporte à transição.

WOO *et al* (2003) citam como elementos básico para a reforma:

- i. A desverticalização das quatro funções da indústria de eletricidade: geração, transmissão, distribuição e serviços de varejo;
- ii. Desregulamentar as funções onde o mercado competitivo pode ser introduzido, tipicamente a geração e os serviços de varejo;
- iii. A transmissão e a distribuição permanecem regulados e disponíveis a todos os usuários sob um sistema de acesso mandatório;
- iv. A criação de mercados para comercialização de energia;
- v. A criação de um operador do sistema independente (ISO<sup>20</sup>) para o despacho da geração, controle da transmissão e manutenção da confiabilidade.

De acordo com as características sugeridas pelos autores acima é possível concluir que o modelo padrão adotado para o início dos processos de reestruturação dos setores elétricos mundiais era baseado na desintegração vertical do setor, com as empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização sendo separadas

---

<sup>20</sup>

Do inglês: Independent System Operator.

em negócios independentes e específicos. Para os novos modelos, os segmentos de geração e comercialização deveriam ser abertos integralmente a uma lógica de competição, enquanto que os segmentos de transmissão e distribuição permaneceriam como um monopólio natural, regulados de forma a assegurar o livre acesso a produtores e consumidores e a manter a confiabilidade e integridade do sistema.

Nos segmentos onde haveria competição, geração e comercialização, as principais questões regulatórias estariam relacionadas à remoção das barreiras legais à entrada de novos concorrentes no mercado, até então dominado por empresas estatais. Essas empresas tradicionalmente eram as responsáveis pela prestação dos serviços de energia elétrica, o controle do processo de concentração de mercado e a regulação do acesso à rede de transporte da energia produzida. JOSKOW e TIROLE (2000) analisam a relação entre a posse dos ativos de transmissão e o poder de mercado e mostram que a propriedade dos ativos físicos de transmissão (que é o caso em um sistema verticalizado) aumenta a habilidade dos geradores de exercer o poder de mercado<sup>21</sup>.

Para CHAO (2006) o sucesso da adoção de um modelo de reestruturação do setor elétrico está diretamente relacionado ao equilíbrio que se consiga entre a regulação governamental e a competição de mercado. A necessidade de incorporar, na solução final, elementos de regulação e de mercado decorre, segundo o autor, de quatro características básicas da eletricidade, parcialmente mencionadas anteriormente nesta tese:

- i. Não é estocável, ou seja, a produção e a demanda devem ser balanceadas em tempo-real. Consequentemente isso imporia que as transações de mercado fossem realizadas por um operador de mercado, assim como o

---

<sup>21</sup> Poder de mercado é a capacidade de alguns agentes de impor o preço de mercado através de um comportamento estratégico, como retração de oferta ou aumento de preço ofertado (BARROSO et al, 2001).

fluxo de energia precisaria ser coordenado por um operador do sistema. O operador de mercado deveria, nesses casos, ser também responsável por assegurar que as funções de mercado suportam a confiabilidade do sistema, que não pode ser deixada totalmente ao sabor da competição por se tratar de um bem público;

- ii. Os sistemas elétricos possuem diversas externalidades econômicas que devem ser levadas em consideração, como a tendência de a eletricidade circular pelos caminhos de menor resistência e não por um trajeto geográfico pré-estabelecido, que pode resultar em congestionamento e elevação das perdas. Essas externalidades não são adequadamente tratadas por uma lógica pura de mercado, devendo ser objeto da atuação de um coordenador. Impactos ambientais e perda da confiabilidade do sistema também são externalidades que deveriam ser tratadas de forma complementar à lógica de mercado;
- iii. O comportamento da rede elétrica é um fenômeno complexo e não-linear, o que faz com que os modelos utilizados para descrevê-lo necessitem incorporar premissas simplificadoras. Como resultado os mercados reais apresentam imperfeições frente ao projetado e torna-se necessária a intervenção do operador para corrigi-las. Por exemplo, a determinação dos pagamentos necessários pelo uso dos sistemas de transmissão é de difícil execução, visto que a energia não é marcada e pode percorrer diversos trajetos entre o elemento produtor e o elemento consumidor;
- iv. Por fim, as informações sobre a operação em tempo-real são limitadas e geram imperfeições e assimetrias na lógica de mercado, especialmente em relação aos consumidores finais, que não podem responder aos preços da energia e da garantia da confiabilidade em tempo-real, necessitando de

mecanismos de proteção que, em geral, levam à generalização/uniformização do serviço prestado.

Para GIBERSON e KIESLING (2004), uma das questões centrais envolvendo a adoção de novos modelos para o setor elétrico está relacionada aos conflitos entre a adoção da lógica de mercado e a garantia da confiabilidade e segurança da operação do sistema. Os autores abordam esse aspecto ressaltando que um dos pontos prioritários para se atingir o equilíbrio entre esses dois critérios seria a reestruturação das regras e procedimentos que regem o mercado e a operação de modo a retirar aqueles que geram conflitos potenciais. Para exemplificar tal afirmação fazem referência a um dos relatórios sobre o blecaute na Califórnia e concluem: “Os mecanismos de mercado devem ser usados sempre que possível, mas nas situações em que a confiabilidade do sistema e os objetivos comerciais não possam ser conciliados, a decisão deve ser sempre em favor da confiabilidade” (GIBERSON e KIESLING, 2004).

Reconhecem os autores que podem existir situações em que o operador do sistema deve adotar procedimentos de emergência de modo a garantir a confiabilidade de curto prazo do sistema, mas argumentam que o estabelecimento de uma prevalência absoluta e permanente da confiabilidade sobre as regras de mercado pode inviabilizar a estabilidade para a formação de um ambiente competitivo efetivo.

Ainda sobre a desverticalização das empresas, NEWBERY (2001) alerta que a solução aparentemente lógica de desverticalização de proprietários pode levar a problemas se existem sinergias ou economia de escala na operação da rede ou na prestação de serviço. O operador do sistema elétrico tem que garantir que a carga e a geração estão constantemente em balanço, milissegundo a milissegundo, portanto precisa de um controle muito firme sobre a geração. Se forem separados, a coordenação terá que ser regida por contratos e sinais do mercado, com um inevitável

aumento nos custos de transação<sup>22</sup>. O custo extra de transação terá que ser aceitável para os ganhos de eficiência, permitindo que a competição e o mercado realoquem recursos e diminuam os custos consideravelmente, de forma a compensar os custos extras de transação.

Pode-se afirmar que existem três pontos que são necessários para desenvolver um mercado de energia competitivo e imparcial: escolha do consumidor, direito do acesso de terceiros à rede<sup>23</sup> e desverticalização dos ativos. Nesse sentido, é fundamental o papel do regulador. As principais funções do regulador nessa fase de reestruturação e incentivo à competição seriam (SIOSHANSI, 2006):

- i. Desverticalizar os setores para remover os subsídios cruzados;
- ii. Fazer com que o acesso à rede de transmissão seja não discriminatório e com preços transparentes;
- iii. Criação de mercado de atacado aberto e transparente;
- iv. Criação de um operador do sistema que mantenha a segurança, controle o carregamento do sistema e administre vários mercados;
- v. Criação de mercados futuros e previsão de mercados para incentivar o comércio, fornecer liquidez e administrar os riscos;
- vi. Incentivar a competição na geração.

---

<sup>22</sup> Teoria desenvolvida por WILLIAMSON (1985) que se refere à magnitude dos custos incorridos para a elaboração e monitoramento de contratos. BERG (1996) considera que o custo das transações é aquele inerente ao funcionamento do mercado: procura, avaliação e aquisição de determinado bem ou serviço. Assim, as organizações podem ser vistas como uma coleção de contratos (formais e informais) que determinam atores e responsabilidades. No desenvolvimento privado de projetos de infra-estrutura, os governos participam, juntamente com as firmas, dos custos referentes aos estudos de viabilidade, processo licitatório, formulação de contratos, arranjo financeiro e implementação dos projetos. Os contratos formais devem procurar abranger todas as contingências possíveis de forma a não deixar brechas para o seu descumprimento. Isso envolve longos e custosos estudos, principalmente tratando-se de contratos de longo prazo, permeados de muita incerteza. Nesses casos as possibilidades de variação das circunstâncias devem ser analisadas e os riscos, mitigados. Advogados especialistas e consultores são necessários para a elaboração desses contratos, além de um monitoramento constante da atuação das reguladas de acordo com as bases contratuais. Esses fatores oneram ainda mais as atividades necessárias para uma regulamentação eficaz.

<sup>23</sup> Em inglês é utilizada a sigla TPA – Third Party Access.

A introdução da competição encoraja e/ou requer que os custos sejam divididos e divulgados, tornando difícil que existam subsídios cruzados entre classes de consumidores ou entre tipos de serviços, fazendo com que se torne fácil de decifrar os custos da geração, transmissão e distribuição (SIOSHANSI, 2006).

Segundo OLIVEIRA (1999), existem três agravantes que dificultam a regulação de monopólios naturais. O primeiro é a determinação do tipo de monopólio (se fraco ou forte) e da respectiva dinâmica evolutiva desta condição (principalmente com a rápida evolução tecnológica). O segundo tem a ver com a estratégia de diversificação das firmas (multiserviços), que passam a atuar em diversos mercados (e até indústrias). Isto pode levar a subsídios e discriminação de preços entre mercados com mais e menos barreiras, ou entre mercados com mais e menos regulação. O terceiro é próprio dos multi-objetivos do regulador, que são a promoção da eficiência produtiva, da eficiência alocativa, da eficiência dinâmica e indiretamente (por ser Governo), do incentivo à eficiência distributiva.

Uma peça chave para um mercado de energia livre e competitivo é o livre acesso às redes de transmissão e distribuição. Geradores de energia elétrica devem ser capazes de utilizar as linhas de alta tensão dos transmissores e de média e baixa tensão das distribuidoras de energia para entregar eletricidade para os consumidores através do país.

O princípio do TPA estabelece que os produtores de eletricidade podem vender energia diretamente a consumidores livres, com o operador da rede responsável pela garantia da segurança do sistema (TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS, 2002).

SÉRRALES (2006) coloca que há duas possibilidades para organizar o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de forma a garantir o acesso de terceiros à rede elétrica (TPA). Um agente que acessa à rede poderia escolher entre um acesso negociado ao sistema elétrico ou um acesso regulado. No caso do acesso negociado,

ocorreria o acesso ao sistema elétrico e os geradores negociariam o preço diretamente com os varejistas. Num sistema regulado, os consumidores e geradores teriam direito ao acesso, baseado em tarifas publicadas para o uso dos sistemas de distribuição e transmissão. Assim, o autor conclui que o acesso regulado é a forma mais transparente e o melhor sistema de garantir o livre acesso à rede<sup>24</sup>.

A escolha do consumidor é um importante atributo de qualquer mercado competitivo. No setor elétrico eles estão divididos em dois segmentos distintos, com características e necessidades bem diferentes. Grandes consumidores podem assinar contratos de longos prazos ou aderir aos riscos do mercado de curto prazo, mas os consumidores residenciais têm expectativas de um preço estável, segurança de abastecimento e qualidade dos serviços oferecidos (NEWBERY, 2001).

Os grandes consumidores, principalmente industriais, usam muita energia e administram enormes contas de energia elétrica. Em alguns países, um relativamente pequeno número de consumidores responde por um grande percentual da carga. Eles têm grandes incentivos para economizar e geralmente o fazem. Tipicamente, mas nem sempre, esses consumidores entendem os riscos inerentes a diferentes tipos de contratos e opções oferecidas a eles, e podem escolher de forma a mitigar os riscos. Os grandes consumidores usualmente têm recursos para pagar por consultorias para entender os sofisticados esquemas de preços da energia. Existem evidências que esses consumidores podem e vão se beneficiar de escolhas competitivas, aproveitando as vantagens competitivas e os benefícios da opção de poder trocar de fornecedor de energia. Além disso, a maioria dos grandes consumidores industriais tem a possibilidade de gerar parte da energia a ser utilizada no processo industrial.

Ainda segundo SOUZA (2008), a existência dos dois ambientes de contratação provoca um desequilíbrio de oportunidades entre os consumidores cativos e os

---

<sup>24</sup> SÉRRALES (2006) informa que atualmente o único membro da EU Member States que pratica o acesso negociado é a Alemanha.

consumidores livres. O consumidor cativo não tem para quem transferir o risco, não possui incentivos de gestão, e os mecanismos de garantia de preços são limitados aos contratos já estabelecidos, o comportamento futuro depende das ações das concessionárias. Mesmo que não sofra aumento de seu consumo ele pode vir a pagar uma energia mais cara, em função da aplicação dos mecanismos de gestão da variação de demanda, que possibilitam a descontratação de energia mais barata, e sustentam contratos de energia mais cara. O consumidor cativo não tem alternativa de escolha quanto ao seu supridor ou tipo do produto que está comprando (energia), nem pelo prazo de contrato do produto. Em contrapartida o consumidor livre tem toda a liberdade para optar pela forma, fonte e prazo.

GREEN (2006) afirma que os grandes consumidores precisam da atividade competitiva para se beneficiar por terem livre acesso ao mercado livre de energia. Eles têm o incentivo e a habilidade para comprar no mercado, então para esses consumidores a competição pode ser uma necessidade mais efetiva do que a regulação.

Em função do perfil substancialmente diferente entre os consumidores, surge o questionamento se todos os consumidores ganham porque a competição força o preço para baixo, ou se alguns ganham à custa dos outros. A indicação inicial é que os consumidores industriais tendem a se sair melhor, pois podem defender-se. A experiência deles para comprar energia os permite colocar os fornecedores uns contra os outros, possibilitando obter melhores preços. Se necessário, grandes consumidores ainda podem pagar pelos conselhos de especialistas, para negociar a melhor forma de contrato e a exposição ao risco que se adeque às suas necessidades. Os pequenos consumidores não têm nem a habilidade nem os recursos para tanto, a não ser que eles consigam agregar suas cargas (SIOSHANSI, 2001).

Segundo o U.S.DEPARTMENT OF ENERGY (2003), a reestruturação do setor elétrico da Pennsylvania é um dos casos de abertura total do mercado cativo de

energia. O mercado de energia elétrica deste estado é controlado pela Regional Transmission Organization (RTO), que fornece previsões de preço horosazonal de energia para o horizonte de um dia, assim como a programação e o balanço energético para as regiões da Pennsylvania, New Jersey, Maryland e Delaware. Na Pennsylvania, através de um rigoroso programa educativo, decompõe-se a conta de energia elétrica em parcelas provenientes da remuneração pelos serviços de geração, transmissão e distribuição e, por meio da concessão de benefícios sobre a parcela referente à geração na conta de energia elétrica, os consumidores residenciais foram incentivados a escolher o supridor de energia segundo uma perspectiva competitiva de mercado. Desde início das reformas, o preço da energia na Pennsylvania segue trajetória de queda, mesmo diante do crescimento expressivo do preço do gás natural no período<sup>25</sup> (U.S.DEPARTMENT OF ENERGY; 2003).

Outro aspecto a ser analisado é sobre a segurança de abastecimento e a adequação dos recursos. Algumas políticas poderiam desencorajar os investimentos em geração, entre elas (LITTLECHILD, 2006):

- i. Instabilidade política e macroeconômica;
- ii. Efeitos desestimulantes dos investimentos incertos de empresas estatais;
- iii. Programas governamentais que estimulem fontes alternativas que não sejam economicamente lucrativas;
- iv. Os custos e incertezas de contínuas reformulações do mercado de energia;
- v. Ações dos reguladores que limitem inapropriadamente ou reduzam os preços de mercado.

O efeito da separação vertical da distribuição e da comercialização no custo do capital é incerto. Se as firmas separadas forem menores então o custo do capital pode subir. Entretanto, se elas ficarem mais focadas e puderem se fundir ou se integrar com firmas similares, mais facilmente o custo do capital cairá (POLLITT, 2008).

As empresas de comercialização surgiram a partir da introdução dos novos modelos que enfatizam a lógica de mercado, com a função de possibilitar que a empresa de distribuição ou o consumidor final adquiram energia de qualquer fornecedor. Essas empresas funcionam como corretores (ou *brokers*) recebendo em função das transações realizadas, podendo ser o valor estipulado por comissões ou pela margem entre o preço de aquisição e o preço de venda.

Os produtos e serviços oferecidos pelos comercializadores de energia poderiam ganhar importância em mercados abertos de eletricidade, por causa da introdução da volatilidade dos preços e os riscos consideráveis no mercado atacado de energia. Os riscos inerentes que sempre estiveram presentes se tornaram expostos e explícitos. Eles devem ser entendidos e apropriadamente administrados. Gerência de riscos seria um dos serviços críticos oferecidos pelos comercializadores de energia (SIOSHANSI e ALTMAN, 1998).

## **2.4. *O Caso do Reino Unido***

O objetivo deste item é apresentar o processo de reforma do setor elétrico britânico. O foco da análise é a formulação, implementação e condução das modificações estruturais e institucionais. O caso inglês foi escolhido por ser, como define NEWBERRY (1999), se não o primeiro, provavelmente o mais visível e radical processo de reestruturação das atividades do setor elétrico.

A era Thatcher<sup>26</sup>, iniciada nos anos 80, com seus objetivos econômicos neoliberais, resultou em um dos primeiros esforços para privatizar e liberalizar empresas de utilidades públicas entre os membros da União Européia.

Segundo MIDTTUN & THOMAS (1998), após a eleição de Margaret Thatcher, em 1979, várias companhias foram privatizadas e o processo pode ser dividido em três etapas. Na primeira fase foram privatizadas as empresas que já operavam em mercados competitivos e que requeriam pouca reestruturação (em 1981 a British Aerospace teve suas ações alienadas, seguida da Cables and Wireless e da British Petroleum). Na segunda fase, foi a vez da British Telecommunications (1984), da British Gas (1986), da British Airways (1987), da British Steel (1988), da British Water Utilities (1989), e da CEGB (1990). Na terceira fase, conduzida pelo Labor Government (a partir de 1997), os serviços públicos como Saúde e Educação começaram a ser preparados para operar como mercados.

Segundo LITTLECHILD (2000) o governo Britânico decidiu privatizar por várias razões:

- i. A preferência geral do governo era por reduzir seu papel na indústria de eletricidade, com o objetivo de que fosse gerido por administradores, não pelo governo;
- ii. O alvo era aumentar a participação do consumidor, deixando que a fonte de eletricidade fosse selecionada pelos consumidores;
- iii. Era necessário aumentar a eficiência das indústrias britânicas;
- iv. Apesar de existir alguma resistência filosófica à privatização, essa idéia estava se tornando popular com o eleitorado;
- v. A privatização era uma importante fonte de rendimento para o Tesouro poder gastar com questões mais urgentes ou para reduzir impostos.

---

<sup>26</sup> Margaret Thatcher foi primeira-ministra britânica de 1979 a 1990. Elaborou um programa de governo para inverter a crise da economia britânica mediante a redução da intervenção estatal e a implementação de um programa de privatização.

Além de todos esses aspectos, havia também a questão política. O Reino Unido era dividido em três zonas de despacho de tamanho muito desigual, as quais consistiam em duas pequenas zonas na Escócia (menos de 40 TWh no total), sendo cada uma coberta por uma única empresa totalmente integrada vertical e horizontalmente, e uma zona na Inglaterra e País de Gales cobertos pela Central Electricity Generating Board - CEGB - (cerca de 300 TWh). A estrutura de distribuição era formada por 12 regiões (entre 10 e 30 TWh cada uma) (NEWBERRY, 1992).

Havia a crença de que a estrutura da CEGB era inflexível, burocrática e inefficiente, além da implementação de sua reestruturação ser difícil, devido, principalmente, às influências políticas. Adicionalmente, havia a preocupação com a segurança de abastecimento, ameaçada, sobretudo, pelas greves e crises de combustíveis (ROXO, 2005).

Segundo Oliveira (2004) além dessas questões políticas, uma série de motivações impulsionou a reestruturação:

- i. Novas abordagens acadêmicas, a partir da década de 60, sobre o funcionamento das indústrias de rede, particularmente em relação ao conceito de monopólio natural;
- ii. Nova percepção quanto ao papel e mecanismo de gestão do Estado;
- iii. A redefinição e pressão por reformas na União Européia;
- iv. Inovações tecnológicas.

O mercado de energia elétrica do Reino Unido começou seu processo de reforma como resultado do *Electricity Act* de 1989 (OPSI, 1989), combinando ações voltadas para a privatização com o desenvolvimento de um arcabouço regulatório baseado na promoção da desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição e na criação da atividade de comercialização de energia. Além disso, foram inseridos mecanismos para incentivar um ambiente competitivo na geração e

comercialização e com preceitos regulatórios nos segmentos de monopólio natural, transmissão e distribuição.

Em 1990 teve início o processo de privatização por meio da venda dos ativos de distribuição e, posteriormente, em 1991, pela venda das centrais de geração. Após a compra dos ativos estatais os novos agentes do setor foram obrigados a assinar contratos de prestação de serviço com vigência de três anos, com vistas a evitar quaisquer sobressaltos no processo de transição para o modelo de base privada (GREEN, 2005).

A fragmentação dos ativos de geração da *Central Electricity Generating Board* (CGEB) deu origem a três novas empresas: *National Power* (NP), *Power Gen* (PG) e *Nuclear Electric* (NE). A NP e a PG foram privatizadas em 1991 e a NE permaneceu estatal até 1996, quando foi fundida com a Scottish Nuclear, dando origem a duas novas empresas: a *British Energy* e a *Magnox Electric* (GREEN, 2005). Além disso, foram feitas restrições ao *self-dealing*<sup>27</sup> visando incentivar a concorrência na geração. Para tanto, as distribuidoras poderiam deter ativos de geração ou fazer contratos com geradoras vinculadas para atendimento de, no máximo, 15% de seus mercados (MIDTTUN & THOMAS, 1998).

A desverticalização das atividades de geração e transmissão, anteriormente controladas pela CGEB, originou uma empresa específica para a transmissão, a *National Grid Company* (NGC), que absorveu os ativos de alta-tensão. Toda a indústria foi privatizada, com a companhia de transmissão pertencendo a 12 *Regional Electricity Companies* (RECs), para garantir a independência dos geradores e foi mantida como monopólio natural. O *third party access* (TPA) foi implementado com o sistema de carregamento comum garantindo as mesmas tarifas para todos os acessantes. O governo esperava que isso permitiria a entrada de agentes privados na

---

<sup>27</sup> Termo utilizado no mercado de energia elétrica para designar a comercialização de energia elétrica entre empresas do mesmo grupo econômico.

geração. As RECs foram privatizadas em 1990 (GREEN, 1999 e MIDTTUN & THOMAS, 1998).

O *Office of Electricity Supply* (Offer) foi criado como um regulador autônomo e independente, para evitar a intervenção política no gerenciamento da regulação, promover um mercado competitivo e proteger os consumidores, enquanto a competição ainda não estivesse consolidada ou onde os monopólios naturais ainda estavam válidos (transmissão e distribuição) (OLIVEIRA e TOLMASQUIM, 2004).

Com a criação do segmento de comercialização de energia para o consumidor final, ficou definido que em 1990 começaria a abertura do mercado, com os consumidores que tinham carga máxima superior a 1MW podendo aderir ao mercado livre de energia. Naquele momento, os 5.000 maiores consumidores tiveram a chance de escolher seu fornecedor (GREEN, 2005). Em 1994 o limite de carga do consumidor seria reduzido para 100kW e a partir de 1998 todos os consumidores teriam a possibilidade de escolha de seu fornecedor. Para que os objetivos de liberalização fossem atingidos, o regulador estabeleceu a obrigatoriedade de livre acesso às redes de distribuição (GREEN, 2005).

Para organizar o ambiente de comercialização foi estabelecido o mercado atacadista de energia. Esse órgão definiria o preço de energia no mercado *spot*, através do cruzamento da curva de demanda e das ofertas de preço declaradas pelos geradores para cada meia hora do dia seguinte. Depois de balanceada a configuração de oferta e demanda do sistema, o preço marginal seria o valor correspondente à maior oferta de preço validada, ou seja, a oferta submetida pela planta cuja capacidade completaria a quantidade demandada, segundo uma hierarquia de preços crescentes. Uma vez definido o preço marginal do sistema, este seria o preço que remuneraria todas as centrais geradoras, independente do valor ofertado.

Havia a possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais de compra e venda de energia, visando proteger o consumidor quanto aos riscos de oscilação de preços no pool. No sistema inglês, as diferenças contratuais eram liquidadas no mercado atacadista ao preço spot (*contract for differences – CfDs*) (GREEN, 2005). Existiam dois tipos de contratos usuais: dupla opção e simples opção contra o pool. No primeiro caso, nas situações em que o preço no *pool* era superior ao preço de contrato, o gerador comprometia-se a ressarcir o distribuidor (ou grande consumidor) a diferença. Poderia ocorrer o inverso, ou seja, o preço do pool ser inferior ao preço de contrato e o distribuidor (ou grande consumidor) comprometia-se a reembolsar a diferença ao gerador. No contrato de opção simples, apenas o gerador teria o compromisso, assumindo o risco de arcar com a diferença caso os preços do pool ficassem superiores aos do contrato. De acordo com GREEN (1999) entre 80 e 90% das transações de eletricidade tiveram um hedge por meio dos CfDs.

O adequado funcionamento do *pool* seria a base para a inserção da competição no mercado inglês, promovendo a redução de barreiras para a entrada de novos agentes nesse segmento, concentrando a maior parte da energia comercializada e sinalizando os preços referenciais para a contratação de energia no longo prazo. Mas nos dez primeiros anos de funcionamento o *pool* registrou um volume de transações correspondente a apenas 10% do total de energia comercializada no mercado (PIRES, 1999). Os principais motivos para isso foram a dificuldade de modelar o preço *spot* de energia, a possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais e a elaboração de contratos iniciais para suprimento das indústrias de carvão e energia nuclear (LITTLECHILD, 2000 e GREEN, 2005).

Os contratos iniciais tinham prazo de três anos e visavam proteger as indústrias de carvão e nuclear. Esses contratos estabeleceram as seguintes obrigações: i) compra de carvão da *British Coal* pela NP e PG; ii) aquisição de energia nuclear pelas distribuidoras do mercado cativo; iii) obrigação de aquisição de toda a energia

gerada pela NP e pela PG, proveniente da fonte carbonífera, por parte das distribuidoras do mercado cativo, com objetivo de não criar desvantagem competitiva para o duopólio frente aos eventuais entrantes (GREEN, 2005). Após o término dos três anos, tanto as distribuidoras como a NP e PG deram início à construção de usinas geradoras de ciclo combinado alimentadas a gás natural (tecnologia normalmente de maior eficiência termodinâmica, quando comparada às térmicas baseadas em ciclo de turbina a vapor).

Através do pool, esperava-se a viabilizar a competição e a redução das barreiras à entrada nesta atividade. De acordo com NEWBERRY (1992), a criação de um mercado atacadista competitivo de eletricidade era necessária para promover a eficiência e transferir ganhos para os consumidores. Entretanto, isto dependia muito das instituições nacionais e de uma bem qualificada, cara e persistente dinâmica<sup>28</sup> dos entes responsáveis pela regulação, aptos a acompanhar e reagir às consequências negativas das estratégias dos agentes atuantes no mercado.

O método price-cap (performance-based regulation) foi instituído para regular os preços nos segmentos de transmissão e distribuição. Após 1990, com o desenvolvimento do livre acesso à rede por terceiros, foram instituídos dois tipos de cobranças no sistema de transporte de eletricidade: a cobrança pela conexão (*connection charges*) e a cobrança pelo uso do sistema (*use of system charges*)<sup>29</sup>.

Em 1992 a forma de remuneração foi substituída pelo Investment Cost-Related Pricing (ICRP), tendo o objetivo de otimizar a sinalização do preço no regime de cobrança tanto do esquema de conexão, quanto do uso do sistema de transmissão. Segundo OLIVEIRA (2004) este novo modelo de precificação passou a considerar o

---

<sup>28</sup> O regulador teria que atuar sempre para diminuir o poder de mercado dos geradores.

<sup>29</sup> Estas cobranças se referem aos custos diretos envolvidos na operação do sistema, como os custos incorridos pela National Grid Company (NGC). Os outros custos relativos às propriedades emergentes da operação interligada do sistema são cobertos dentro das regras do mercado de eletricidade (Pool e posteriormente NETA) (OLIVEIRA, 2004).

custo de expansão do sistema, levando em conta em cada nó do sistema a demanda ou a geração adicional<sup>30</sup>.

Após o processo de reforma, várias questões emergiram a respeito da estrutura e operação das atividades de geração, particularmente em relação ao nível de competição do Power Pool. WOLFRAM (1999) enfatizou que a modelagem do segmento de geração deu origem a um duopólio National Power e PowerGen, que facilitaria às práticas de cartelização, de abuso de posição dominante e aumento de preços. As práticas de abuso de poder de mercado das empresas – National Power e PowerGen – no Pool, fizeram com que o monitoramento do órgão regulador fosse permanente (GREEN, 2005).

Em 2000 as autoridades britânicas reconheceram as falhas do mecanismo de funcionamento do Pool, as quais afirmaram que: “o arranjo não levou à redução esperada dos preços, tendo em vista as mudanças nos custos dos insumos e aumento da eficiência (DTI, 2000)<sup>31</sup>. Em 2001, então foi divulgada a reestruturação da reforma britânica por meio do “New Electricity Trading Agreement” (NETA), cujo programa consistiu numa reformulação completa na forma como se comercializava energia no país, entretanto ainda baseado no pressuposto da competição. Sendo assim, a venda e compra de eletricidade no atacado poderia ser realizada livre e diretamente através de contratos bilaterais ou multilaterais.

A principal mudança em relação ao *pool* foi a substituição da sistemática que determinava o valor da tarifa de energia, que passou a considerar o preço efetivo da oferta submetida por cada um dos geradores. O NETA também contemplou a

---

<sup>30</sup> O modelo é uma programação linear que minimiza o MW-km de transporte, assumindo que o fluxo de eletricidade flui entre dois nós pelo menor caminho possível (dado os troncos disponíveis no sistema já construído). Diante desta premissa o modelo calcula a capacidade de transmissão extra (em MW-km) necessária para atender a demanda em determinado nó. Em seguida, para obter o custo marginal de expansão dessa demanda, multiplica-se este resultado pela chamada ‘constante de expansão’ (£/MW-km) (OLIVEIRA, 2004).

<sup>31</sup> Department of Trade and Industry. Disponível em: <<http://www2.dti.gov.uk>>.

permissão para operações de derivativos e futuros, propiciando nova maneira de proteção aos agentes do pool contra flutuações de mercado.

Na sistemática antiga a NGC tinha como parte de suas responsabilidades a previsão da demanda no mercado de curto prazo, a garantia da suficiência do suprimento, bem como a determinação do preço marginal do sistema. Estes atributos passaram, então, a ser desempenhados automaticamente pelas forças de oferta e demanda. Os motivadores para a mudança de sistemática de funcionamento do *pool* foram a insatisfação dos consumidores com o comportamento dos preços da energia (que caíram muito pouco, mesmo em períodos de queda acentuada dos custos de geração) e com as ações de manipulação dos preços<sup>32</sup> (que se evidenciavam nas transações efetuadas no mercado). A expectativa era de que essa nova configuração do pool reduzisse a probabilidade de manipulação e concentração de mercado.

OLIVEIRA e TOLMASQUIM (2004) mostraram como foram os benefícios para os consumidores na reforma do sistema elétrico britânico. Entre 1998 e 2000, os preços da eletricidade se reduziram em termos reais para o setor como um todo. Entretanto, a redução para os preços da eletricidade foram sempre menores do que a ocorrida nos preços médios anuais para o carvão e o gás. Segundo os autores, nesse mesmo período, essa redução alcançou 36% para eletricidade, 50% para o gás e 50% para o carvão.

No caso da eletricidade, houve uma redução de 30% para os grandes consumidores industriais, subindo para 39% para os consumidores industriais de médio porte. Em relação aos consumidores residenciais entre 1987 e 2001 na Inglaterra e no País de Gales, a redução nos preços da eletricidade em termos reais variou entre 27,0% e 32,5%. Em geral, esses consumidores se beneficiaram de preços

---

<sup>32</sup> A PowerGen descobriu que poderia declarar algumas de suas plantas indisponíveis no momento de submeter a oferta, um dia antes, e isso aumentava a probabilidade de perda de carga, consequentemente aumentando o pagamento pela capacidade. Quando este estava definido, a PowerGen declarava que suas plantas estavam disponíveis e ficavam elegíveis para receber o pagamento (GREEN, 2005).

mais baixos para a eletricidade (OLIVEIRA e TOLMASQUIM, 2004). Entretanto, os autores concluem que como os preços cobrados aos grandes consumidores (industriais) e aos pequenos (residenciais) eram diferentes, transferir os custos de contratos de suprimento mais caros para os pequenos consumidores reflete uma tendência regressiva e fraqueza por parte do regulador.

NEWBERRY (2004) também afirma que a liberalização do varejo trouxe benefícios significativos para os grandes e médios consumidores, mas que há pouca evidencia de que a liberalização total do varejo derive em benefícios positivos para a sociedade.

OLIVEIRA (2004) mostra que, entre 1989 e 2000, a diferença de tarifas entre os setores doméstico e industrial variou, com a média das tarifas domésticas sempre maiores que o dobro da média das tarifas industriais. O autor conclui que os consumidores industriais foram beneficiados com a reforma do setor elétrico britânico, embora os benefícios variem ao longo do tempo e dentre os tipos de consumidores industriais.

A indústria de eletricidade do Reino Unido foi uma das primeiras a introduzir a liberalização radical e a reformulação do sistema, sendo um dos modelos mais estudados do mundo. O sistema é exemplar para a reformulação do mercado de eletricidade, pois demonstra a importância da desverticalização e a possibilidade de competição em geração e comercialização no contexto do setor elétrico britânico (NEWBERRY, 2004).

A reforma na indústria de energia no Reino Unido motivou uma onda de reformas nas indústrias de energia em diversos países, incluindo o caso do Brasil que será analisado no próximo capítulo.

### **3. A Reforma do Setor de Energia Elétrica no Brasil**

#### **3.1. O Setor de Energia Elétrica no Brasil**

O sistema elétrico brasileiro pode ser considerado único em âmbito mundial devido ao seu tamanho e características. O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas<sup>33</sup> e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional - SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2010).

O SIN cobre praticamente todo o País e permite que as diferentes regiões permutem energia entre si. A organização do sistema é muito útil para interligar as geradoras de energia que, sendo na sua maioria usinas hidrelétricas, localizadas longe dos centros consumidores e dependentes do regime pluviométrico regional, têm altos e baixos em sua produtividade. Apenas o Amazonas, Roraima e Amapá ainda não fazem parte do Sistema Interligado (ANEEL, 2010). O sistema Sudeste / Centro-Oeste concentra a maior demanda do SIN (cerca de 63% da demanda total do sistema em 2009<sup>34</sup>). De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

---

<sup>33</sup> Segundo informações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em fevereiro de 2010 o SIN possuía 2.202 empreendimentos de geração implantados (centrais hidrelétricas, centrais eólicas, pequenas hidrelétricas, centrais fotovoltaicas, usinas termoelétricas e centrais nucleares) (ANEEL, 2010).

<sup>34</sup> Acessível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

(2010), a capacidade instalada no país é de cerca de 107.240 MW, sendo que cerca de 71% dessa capacidade provém de geração hidrelétrica<sup>35</sup>.

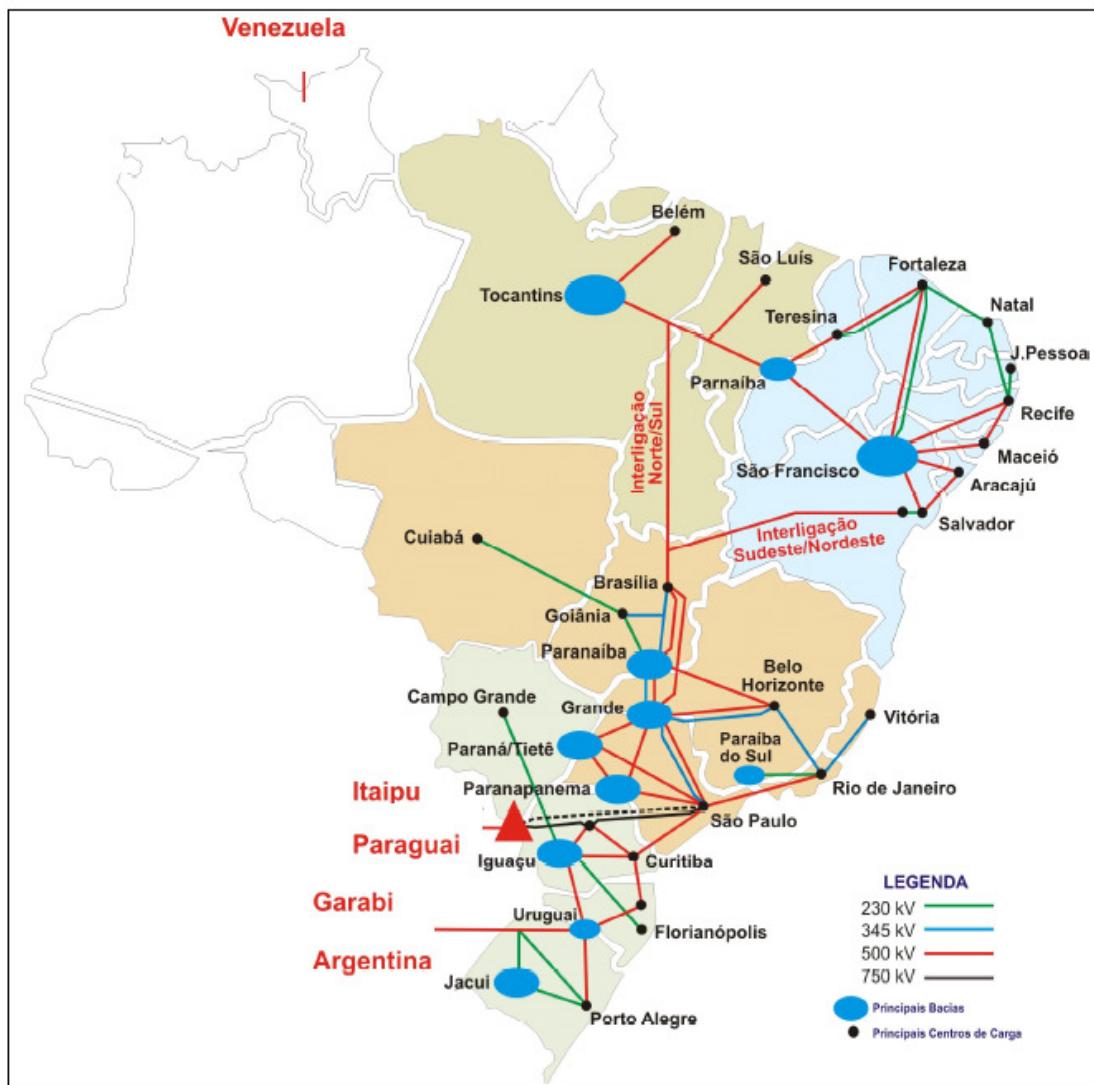
A figura 1 mostra a interconexão eletroenergética do Brasil. As usinas hidrelétricas estão localizadas em diferentes bacias hidrográficas, com fluxos de água variáveis, sendo de extrema importância a interligação elétrica dessas bacias para aproveitar as sazonalidades de cada região e, com isso, garantir o aproveitamento da complementaridade dos diferentes regimes hidrológicos das regiões (ganho energético<sup>36</sup>). Ou seja, o sistema é operado de forma a exportar energia das regiões mais “úmidas” para as regiões mais “secas”, através da infra-estrutura do sistema de transmissão, possibilitando assim o aproveitamento ótimo dos recursos disponíveis. Essa característica confere ao SIN uma complexidade operacional própria quando comparado ao sistema de outros países (Loureiro, 2009; Pereira Júnior, 2005).

O fato de o sistema ser interconectado pelas linhas de transmissão possibilita a transferência de energia entre os subsistemas e a integração inter regional, facilitando a complementação de um sistema com a importação de energia de outro e garantindo o atendimento confiável à carga, isto é, permitindo ganhos energéticos, de segurança operacional, confiabilidade e rápido restabelecimento em caso de ocorrências no sistema de transmissão. A rede de transmissão é extensa devido ao tamanho do país e às distâncias entre as unidades geradoras de energia e os centros de cargas. Ao final de 2009, a rede de transmissão era formada por mais de 94.480 km de linhas de transmissão em tensões superiores a 230 kV, incluindo as interligações internacionais

<sup>35</sup> Informações constantes do BIG – Banco de Informações de Geração da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>). Acesso feito em 10 de fevereiro de 2010.

<sup>36</sup> Os regimes hidrológicos das bacias hidrográficas brasileiras são bem diferentes. Nas regiões SE/CO, NE e N, o comportamento das vazões é marcadamente sazonal: ou seja, para cada ano existe um período de vazões favoráveis de dezembro a abril, chamado de período úmido, e um período de vazões desfavoráveis (período seco – que vai de maio a novembro), enquanto para a região Sul não existe tal sazonalidade (COSTA, 2007). Esta diversidade hidrológica, pode ser aproveitada por meio do sistema de linhas de transmissão que conectam estes subsistemas e permitem transferências de energia de um sistema para outro (COSTA, 2007).

ligadas diretamente à Rede Básica (instalações com tensão maior ou igual a 230kV) (ONS, 2010).



## **Figura 1 – Integração Eletroenergética do Brasil**

Fonte: ONS, 2009

### **3.2. Reforma do Setor de Energia Elétrica no Brasil**

Nas décadas de 60, 70 e 80, o setor elétrico brasileiro era administrado por meio de uma estrutura baseada na atuação de grandes empresas elétricas de controle

estatal, nas esferas federal, controladas pela *holding* Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

– Eletrobrás (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas), e estadual, com empresas como a Cemig, CESP, Copel e CEEE (LANDI, 2006). Principalmente na década de 1960 houve muito investimento, com o financiamento do setor através de empréstimos externos, do autofinanciamento, do financiamento fiscal e, em menor escala, dos aportes estatais. Segundo Gomes *et al* (2002), somente o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE (depois BNDES) financiou 46% do crescimento da capacidade instalada daquela época.

Em fins da década de 70 e no início dos anos 80, na esteira de um período de forte recessão, com o segundo choque do petróleo<sup>37</sup>, a moratória mexicana<sup>38</sup> e crises em economias internacionais, o modelo estatal de financiamento setorial começou a apresentar sinais de esgotamento (PIRES & PICCININI, 1998). Os investimentos no setor declinaram a partir do ano de 1982, como reflexo da escassez de crédito no mercado internacional, de atrasos nos reajustes das tarifas de serviços públicos (como forma de conter o processo inflacionário) e da redução de aportes orçamentários pela União e Estados no setor.

Com a queda da captação dos recursos externos e a diminuição do autofinanciamento, os investimentos setoriais passaram a contar com recursos do

---

<sup>37</sup> O segundo choque do petróleo em 1979/80 surge inicialmente em decorrência da Revolução Islâmica no Irã, quando o aiatolá Khomeini obriga a uma ampla renegociação dos contratos de exploração das companhias estrangeiras - em especial a BP - residentes no país. No ano seguinte eclode a Guerra Irã-Iraque, desencadeada em 1980 (durará até 1988) por Saddam Hussein contra o novo regime xiita do Irã (com o apoio dos Estados Unidos, que armam o Iraque). O preço do barril se eleva ao correspondente a U\$ 78/79 entre 1979 e 1980 - na verdade em preços nominais fica em torno de U\$ 32 (são os preços mais elevados desde a Guerra de Secessão Americana, 1860-64) (ROXO, 2005).

<sup>38</sup> Durante a década de 70, o crédito barato e abundante estimulou o endividamento dos países latino-americanos. Apesar do grande crescimento econômico experimentado pelo México no final da década de 70, a sua economia ainda era vulnerável e altamente dependente da economia dos USA. Grande parte do comércio e financiamento era realizada com o vizinho do norte. Os problemas surgiram quando o governo americano foi obrigado a aumentar substancialmente as suas taxas de juros, devido às crises do petróleo que haviam levado a inflação a níveis insuportáveis, provocando a primeira recessão do pós-guerra. A retração americana provocou uma diminuição das compras de produtos mexicanos e na oferta de financiamento, juntando-se a isso a queda no preço das principais commodities exportadas pelo México. Este processo culminou com a interrupção dos pagamentos da dívida por parte do México no mês de setembro de 1982 (BORESTEIN *et al.*, 1997; CASTRO, 2004).

Tesouro Nacional (cuja situação era precária), em complemento ao financiamento interno. A grave crise de investimento que se seguiu derivou da problemática de financiamento e da dificuldade de adaptação das empresas do setor elétrico à nova conjuntura (PINTO Jr, 1997). Naquele período, os custos de financiamento dispararam, em um momento em que os empréstimos tornaram-se a principal fonte de financiamento do setor.

LEITE (1997) demonstra que o endividamento do setor elétrico cresceu violentamente entre as décadas de 1970 e 1980, passando de 12 para 376 bilhões de cruzeiros no período de 1973 a 1986. Segundo PIRES & PICCININI (1998), a rolagem dos compromissos financeiros e o conseqüente aumento da parcela de serviço de dívida no balanço setorial fizeram com que a década de 1980 terminasse com a necessidade de se encontrar novos mecanismos para o equacionamento financeiro de empreendimentos do setor.

A primeira metade da década de 1990 foi marcada pela gênese da privatização de ativos e serviços públicos no Brasil, com a redefinição das funções do Estado e sua forma de administração ou gestão. O Estado deixa de ser o executor ou empresário e passa a situar-se como idealizador e promotor de estratégias via políticas nacionais. Este é um dos motivos para o Programa Nacional de Desestatização – PND (GOMES & LEAL, 1999)<sup>39</sup>.

---

<sup>39</sup> A primeira fase do Programa de Privatização Brasileiro teve início em 1981 e caracterizou-se pela reprivatização de empresas que haviam sido estatizadas por estarem em situação falimentar. Essa fase contemplou empresas de pequeno porte e seus resultados econômicos foram modestos. A segunda fase do programa teve início em 1990 e era parte fundamental das reformas a serem implementadas pelo Governo. No período 1990-92, o PND concentrou esforços na venda de estatais dos setores siderúrgico, petroquímico e de fertilizantes. A terceira fase do Programa teve início em 1993 com a introdução de mudanças na legislação, tais como a ampliação do uso de créditos contra o Tesouro Nacional como moeda de privatização, a venda de participações minoritárias detidas pela União e a eliminação da discriminação contra investidores estrangeiros, permitindo sua participação em até 100% do capital votante. A quarta fase do Programa de Privatização teve início com o Governo de Fernando Henrique Cardoso. Nesta fase, o PND difere substancialmente daquele das fases anteriores, pois passou a tratar também de concessões de serviços públicos e não apenas de venda de empresas do setor produtivo. Convencionou-se, então, chamar a fase de concessão de serviços públicos à iniciativa privada, de “nova fase da desestatização”, que tem como foco principal, segundo o Governo àquela época, a geração de investimentos em infra-estrutura para responder às necessidades do crescimento econômico e reduzir os custos de produção (GORINI, 1999).

Assim, segundo TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS (2002), o PND teria como principais objetivos:

- i. Reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades que o então governo considerava indevidamente exploradas pelo setor público;
- ii. Contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público;
- iii. Permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que viesssem a ser transferidas à iniciativa privada;
- iv. Contribuir para a modernização do parque industrial do país, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia;
- v. Permitir que a administração pública concentrasse seus esforços nas atividades em que a presença do Estado fosse fundamental para as consecução das prioridades nacionais.

ROSA *et al* (1998) alertaram que a questão básica da privatização foi que o eixo das reformas do setor elétrico brasileiro teve como dínamo a rápida privatização das empresas elétricas. Esse objetivo trazia o dilema de não definir claramente as regras e obrigações dos agentes setoriais, trazendo reflexos negativos para a eficiência do setor elétrico.

ROXO (2005) destaca que, dentre as motivações para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, a perda progressiva da capacidade de investimento em infra-estrutura do Estado brasileiro comprometeu a qualidade, a expansão e a modernização dos serviços públicos. O principal argumento era que a entrada de capitais privados no setor poderia equacionar o problema do déficit fiscal, atrair

investimentos e tornar as empresas energéticas mais eficientes permitindo, então, a expansão do sistema elétrico.

Assim, tal como ocorrido no Reino Unido, a reestruturação do setor pautou-se na mudança do modo de organização industrial, via introdução de pressões competitivas, através da presença de diversos agentes operando no mercado, da desverticalização das atividades e da privatização dos ativos. Assim, a possibilidade de atrair capitais privados foi o motor das reformas setoriais. Todavia, apesar dessas semelhanças, ROXO (2005) apud PINTO JR. & ROXO (2004) destacam que o setor elétrico brasileiro apresenta um conjunto de especificidades que condicionam os movimentos de reforma:

- i. Importância da geração hidráulica, o que impõe uma necessidade de coordenação dos fluxos de energia gerados em centrais elétricas que são fisicamente dependentes das condições das bacias hidrográficas;
- ii. Diversidade regional, impondo a necessidade de constituição de dois grandes sistemas interligados e a manutenção dos chamados sistemas isolados, especialmente na região Norte do país;
- iii. Existência de um grande número de empresas com direitos de propriedade repartidos entre o governo federal e os governos estaduais.

O movimento de venda de ativos estatais foi o embrião da reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada na década de 1990. Em termos legais, o marco da reestruturação do setor elétrico brasileiro foi 1993, com a promulgação da Lei Eliseu Resende (Lei 8.631/93), que estabeleceu, entre outros:

- i. O fim da equalização tarifária<sup>40</sup>;

---

<sup>40</sup> A equalização tarifária foi estabelecida pelo Decreto - Lei 1.383/1974. Segundo este princípio, as tarifas para consumidores de uma mesma classe deveriam ser iguais em todo o território nacional. O direcionador desta medida foi a estratégia do Governo Federal de estender, a todos os estados da

- ii. A extinção da remuneração garantida;
- iii. O acerto de contas com a Conta de Recursos a Compensar (CRC)<sup>41</sup>;
- iv. A obrigatoriedade de estabelecimento de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.

O plano de privatização do setor elétrico priorizou a venda das concessionárias de distribuição, pois o governo federal entendeu que as privatizações deveriam ser iniciadas pelas empresas de distribuição de energia elétrica, em um primeiro estágio às pertencentes ao grupo Eletrobrás. Essa decisão se explica pela imagem de inadimplência que essas empresas tinham no mercado, principalmente junto aos agentes de geração. Desta forma, sem que o setor de distribuição fosse privatizado, o governo encontraria dificuldades para achar interessados na aquisição de ativos de geração (MENDONÇA & DAHL, 1999).

Uma vez desverticalizada a cadeia produtiva, contratos de compra e venda de energia deveriam ser estabelecidos entre as empresas geradoras e as empresas de distribuição, sendo que foi estabelecido um preço máximo de repasse do custo da energia comprada para as tarifas de fornecimento aos consumidores cativos, conhecido como valor normativo.

Segundo CASTRO (2004), entre 1990 e 2002, com o processo de privatização, parte significativa das empresas de distribuição, cerca de 84% de toda a energia distribuída, e uma parcela das empresas geradoras, em torno de 32% da potência

federação, os benefícios da exploração dos recursos hídricos, nesta data, concentrados nas regiões Sul e Sudeste.

<sup>41</sup> Pela lei 5.655 de maio de 1971, ficou definido que a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica poderia oscilar no intervalo de 10% a 12% ao ano. A diferença entre a remuneração efetivamente observada e os valores limites seria registrada na CRC do concessionário, para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração, de forma a assegurar a rentabilidade dos concessionários dentro dos patamares estipulados. No período de promulgação da lei Eliseu Resende, a CRC acumulava elevado déficit, tendo as empresas do setor como credoras, devido à recorrente utilização das tarifas como instrumento de política antiinflacionária. O déficit foi sanado apenas após a promulgação da lei Eliseu Resende, como medida inicial para inclusão das empresas no Plano Nacional de Desestatização. O acerto de contas envolveu cerca de US\$ 20 bilhões, assumidos pelo Tesouro Nacional.

instalada no país, foram vendidos para iniciativa privada<sup>42</sup>.

Para permitir a competição entre os agentes de geração foi permitido que tivessem livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição, assim como aos consumidores livres, e feita a homologação das regras de funcionamento do MAE (GOMES *et al*, 2002).

TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS (2002) afirmam que a regulação de acesso é requisito essencial para que se criem efetivamente condições para o estabelecimento de rivalidade no mercado, tendo em vista que a firma incumbente controla o acesso ao consumidor final, mesmo que se elimine, formalmente, qualquer restrição à entrada de agentes no mercado de geração ou comercialização de energia elétrica.

### **3.3. O Ambiente Regulatório**

A base legal para o modelo do setor elétrico, ao longo da década de 1990, foi gradualmente constituída com a publicação do decreto 915/1993, das leis 8.987/1995, 9.074/1995, 9.247/96 e 9.648/1998<sup>43</sup>.

O decreto 915/1993 permitiu a formação de consórcios entre concessionários de autoprodutores para exploração de aproveitamentos hidrelétricos.

A lei 8.987/1995, a Lei Geral das Concessões, forneceu as regras gerais para a licitação das concessões em vários segmentos de infra-estrutura, incluindo o setor elétrico. Os direitos e obrigações das concessionárias foram estabelecidos e foi reconhecida a necessidade de um sistema tarifário e regulador que garantisse o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

---

<sup>42</sup> No âmbito federal, foram privatizadas a Ecelsa, Light e Gerasul (parte da antiga Eletrosul), e no âmbito estadual, 20 empresas, sendo 17 distribuidoras e 3 geradoras de energia (ROXO, 2005).

<sup>43</sup> Os decretos e leis citados podem ser encontrados no site da ANEEL.

A lei 9.074/1995 complementou a lei 8.987. No concernente aos serviços de energia elétrica, liberou grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias de distribuição, criou a figura dos consumidores livres, assegurou livre acesso<sup>44</sup> aos sistemas de transmissão e distribuição e estabeleceu a necessidade da criação de agência reguladora para o setor.

A lei definiu como consumidores livres aqueles que tinham carga igual ou maior que 3.000 kW e que eram atendidos em tensão igual ou superior a 69kV. Assim eram possíveis três situações para os consumidores de energia: consumidor cativo (atendido pela distribuidora de sua área), consumidor livre e consumidor potencialmente livre (preenche os requisitos de livre, mas não exerce o direito).

A lei 9.074/1995 também foi importante, porque introduziu o conceito de produtor independente de energia elétrica (PIE). Antes, as geradoras de energia elétrica privadas podiam apenas produzir energia para seu próprio consumo ou para venda às concessionárias de distribuição. Com a lei, um gerador classificado como PIE passou a poder vender sua energia para os consumidores livres com carga igual ou superior a 10 MW e tensão de 69 kV ou mais (FERREIRA, 2000).

A lei 9.247/1996 criou a ANEEL, representando um marco na reforma institucional do setor, tendo em vista a tradição de regulação implícita das empresas de energia elétrica. A ANEEL foi criada como autarquia especial, com relativa autonomia decisória e financeira<sup>45</sup> e independência política, o que lhe conferiu neutralidade para legislar em conflitos entre agentes do setor (PIRES, 2000).

Segundo FERREIRA (2000), as principais tarefas da ANEEL são:

- i. A elaboração de parâmetros técnicos para garantir a qualidade do

---

<sup>44</sup> Livre Acesso é o direito de qualquer agente - carga ou geração - de se conectar e fazer uso da rede elétrica, não condicionada a comercialização de energia (Art. 15 da Lei 9.074, de 1995). A compra e venda da energia elétrica é contratada separadamente do acesso e uso da rede elétrica (Art. 9º da Lei 9648, de 1998).

<sup>45</sup> A autonomia financeira é assegurada através de recursos oriundos da taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica.

serviço aos consumidores;

ii. A solicitação de licitações para novas concessões de geração, transmissão e distribuição;

iii. A garantia da operação do Mercado Atacadista de Energia (MAE)<sup>46</sup> de forma competitiva;

iv. O estabelecimento de critérios para custos de transmissão;

v. A fixação e a implementação de revisões de tarifas no varejo;

vi. Regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica por concessionário<sup>47</sup>, permissionário<sup>48</sup> e autorizado<sup>49</sup>, bem como para os consumidores livres.

Dando continuidade à reestruturação legal, a lei 9.648/1998 reuniu medidas dispostas em atos regulatórios anteriores, bem como as proposições resultantes do trabalho encomendado à Consultoria *Coopers & Librand*<sup>50</sup>, no âmbito do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB)<sup>51</sup>.

---

<sup>46</sup> O MAE foi criado por meio da Lei 9.648/1998 e foi regulamentado pelo decreto n. 2.655/1998 para detalhar as regras e gerenciar o processo de compra, venda, contabilização e liquidação de energia no curto prazo, assim como para garantir a volatilidade dos preços e uma eficiente coleta e tratamento de informações entre os agentes comercializadores e consumidores.

<sup>47</sup> Pessoa jurídica, empresa ou consórcio de empresas, que recebe delegação da União para desempenhar, por sua conta e risco e por prazo determinado, um serviço de energia elétrica [Lei 8.987/95, Art. 2º, II]. Licitações das concessões processadas nas modalidades de concorrência ou leilão, conforme as normas das leis 8.897/95 e 9.074/95, com aplicação subsidiária da Lei 8.666/93, Art. 23.

<sup>48</sup> Pessoa física ou jurídica, que recebe delegação da União, a Título Precário, para desempenhar, por prazo indeterminado, um serviço de energia elétrica [Lei 8.987/95, Art. 2º, IV].

<sup>49</sup> Autorização é o ato unilateral do poder público, mediante o qual, por provocação do interessado, a administração remove o obstáculo legal para facultar-lhe o exercício de uma atividade, de outro modo proibida.

<sup>50</sup> Empresa de consultoria inglesa contratada pelo governo federal em 1996 para atuar conjuntamente com técnicos e consultores da Eletrobrás, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (atual ANEEL), da Secretaria Nacional de Energia do MME e de concessionárias com o objetivo de apresentar uma proposta de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro.

<sup>51</sup> O projeto focou quatro grandes linhas de atuação: a concepção de novos arranjos mercantis (compra e venda de energia no atacado), acesso às redes de transmissão e distribuição e mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor (desenvolvimento ótimo de novos potenciais); as medidas jurídicas e regulamentares (concessões, regulamentação econômica de monopólios naturais, facilitar a concorrência e o atendimento ao cliente); as mudanças institucionais (novos agentes e órgãos -

A lei estabeleceu a flexibilização dos critérios de licitação para construção de novas plantas de geração, que poderiam ocorrer tanto pelo critério da menor tarifa, como também pelo maior valor de outorga oferecido ou, ainda, por uma combinação destes dois critérios, ficando a escolha a cargo do licitante. Com o objetivo de estimular a entrada de novos agentes no setor, a lei também estendeu o regime de produção independente aos casos de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica.

Além disso, a lei dispôs sobre a obrigatoriedade da comercialização da energia, por meio de contratos bilaterais de longo prazo e curto prazo (mercado spot), estabelecidos no âmbito do MAE – Mercado Atacadista de Energia. A principal função do MAE era intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados<sup>52</sup>. Por meio da celebração do Acordo de Mercado,<sup>53</sup> participavam do MAE todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW, todos os varejistas (distribuidoras e comercializadores de energia) com carga anual igual ou superior a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW.

A lei 9648/1998 também criou a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O ONS é composto por representantes dos diversos agentes do setor e responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. Cabe ao ONS garantir a

---

ANEEL, revisão do papel da Eletrobrás, mudanças estruturais); e o financiamento do setor, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.

<sup>52</sup> A diversidade geográfica e econômica brasileira levou à criação de quatro submercados spot regionais (Norte, Nordeste, Sudeste e Sul-Centro-Oeste).

<sup>53</sup> O Acordo de Mercado estabelecia as bases de funcionamento do MAE, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, a gestão econômico-financeira do mercado e a definição de suas regras comerciais.

manutenção dos ganhos sinérgicos da operação coordenada, criando condições para a justa competição entre os agentes do setor.

### ***3.4. A Regulação Específica para os Consumidores***

#### ***Livres***

Como antes mostrado, a reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro ocorrida a partir de 1993 com a entrada em vigor da Lei 8631/1993, conhecida como “Lei da Reforma Tarifária”, introduziu a competição no mercado de energia do país. Mas foi a Lei 9074/1995 que estabeleceu as normas para que os consumidores existentes com demanda de energia superior ou igual a 10 MW, atendidos em tensões iguais ou superiores a 69 kV, pudessem contratar seu fornecimento junto a um produtor independente, isto é, teriam como escolher livremente de quem iriam adquirir energia elétrica. Além disso, essa mesma lei deu competência à ANEEL para autorizar a compra e venda de energia por agente comercializador e criou a figura do consumidor especial.

A figura dos consumidores especiais, denominação informal dada aos consumidores atendidos por fontes alternativas, já se encontrava prevista desde a outorga da Lei 9.427/1996, alterada com a sanção das Leis 9.648/1998 e 10.438/2002, e que teve sua redação consolidada pela Lei 10.762/2003 e pelo Decreto 5.163/2004. Estes documentos legais estabeleceram que os aproveitamentos a partir de fontes de energia alternativa (eólica, biomassa, solar e PCH) passavam a poder atender consumidor, ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, com carga maior ou igual a 500 kW, atendidos em qualquer tensão.

Em de outubro de 1999 a ANEEL publicou a Resolução nº 281 que estabeleceu as condições gerais para contratação do acesso ao sistema de transmissão e distribuição. Nesse mesmo mês, a Carbocloro (empresa produtora de cloro-soda com

planta industrial no estado de São Paulo) celebrou o primeiro contrato entre um consumidor livre e um comercializador de energia, tendo como fornecedor a Companhia Paranaense de Energia – COPEL, instalada no Paraná (ALMEIDA, 2007). Naquela época, distribuidoras de energia podiam atender consumidores livres, até mesmo na área de concessão de outras distribuidoras. No modelo atual, as distribuidoras não podem mais atender consumidores livres e só podem fornecer energia a consumidores cativos em suas áreas de concessão.

O processo de acesso ao sistema de transmissão observa a qualificação do acessante, se agente setorial regulado ou unidade consumidora. Para o primeiro grupo, a outorga de concessão, permissão ou autorização estabelece o ponto de conexão ao SIN, sendo que para os agentes de distribuição esses pontos são definidos pelo planejamento setorial<sup>54</sup>. Já para as unidades consumidoras, o Decreto nº 5.597, de 28 de novembro de 2005, estabelece três formas de acesso à Rede Básica: 1) por meio da concessionária de distribuição local; 2) por meio de concessionária de transmissão; e 3) mediante construção do acesso ao SIN diretamente pelo próprio consumidor. Antes de se conectar ao sistema elétrico, o consumidor deve obter portaria do Ministério de Minas e Energia fundamentada em parecer técnico<sup>55</sup> e parecer de acesso emitido pelo ONS (ANEEL, 2005).

Além do acesso permanente ao sistema elétrico, o ONS também tem responsabilidade de emitir parecer de acesso para Acesso Temporário ou Reserva de Capacidade. O Acesso Temporário ao sistema elétrico é regulado pelas Resoluções da ANEEL nºs 715/2001 e 280/2007. Essas resoluções estabelecem as regras para contratação do acesso temporário, podendo ser feito por consumidores livres,

---

<sup>54</sup> Os pontos de conexão de novas subestações ou equipamentos para melhoria do sistema das distribuidoras são indicados através dos estudos do ONS: PAR (Plano de Ampliações e Reforços) e PAR-DIT. Após a elaboração desses estudos, eles são compatibilizados com o estudo PET (Plano de Expansão da Transmissão), feito pela EPE, gerando o PAR-PET. O PAR-PET indica as obras necessárias para o reforço e expansão do sistema elétrico que serão autorizadas ou licitadas pela ANEEL.

<sup>55</sup> O parecer técnico deverá considerar o critério de mínimo custo global de interligação e reforço nas redes, além de estar compatibilizado com o planejamento da expansão do setor elétrico para um horizonte mínimo de cinco anos, sendo o mais indicado o PET realizado pela EPE.

geradores, importadores e exportadores de energia. O acesso temporário não deve indicar reforços ou ampliações na Rede Básica e utiliza a capacidade remanescente do sistema.

Para a Reserva de Capacidade a ANEEL regulamentou, por meio da Resolução ANEEL nº 371/1999, que a contratação e comercialização por autoprodutor<sup>56</sup> ou produtor independente<sup>57</sup> pode ser feita para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração. A reserva de capacidade será utilizada quando houver a ocorrência de interrupções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina e assim como o acesso temporário depende da capacidade remanescente do sistema, além de ser opcional e de caráter emergencial.

### **3.5.       *O Racionamento e a Câmara de Gestão da Crise de Energia***

No decorrer do longo período de reestruturação e implementação das questões legislativas, o setor elétrico passou por um ciclo de crescimento do consumo superior à velocidade de crescimento da oferta de energia. Durante as décadas de 1980 e 1990, a taxa de expansão da capacidade instalada do sistema passou de 4,8% ao ano para 3,3% ao ano, enquanto a taxa de aumento da demanda, embora também decrescente, manteve-se em patamar superior, passando de 5,9% a.a para 4,1 % a.a. Como não houve racionamento de energia ao longo destas duas décadas, o sistema conviveu com uma situação de esgotamento da capacidade excedente (PIRES, GIAMBIAGI e

---

<sup>56</sup> Autoprodutor pode ser pessoa física, pessoa jurídica ou consórcio de empresas que receba a concessão ou autorização com as seguintes finalidades: explorar aproveitamento hidroelétrico ou central geradora termoelétrica e respectivo sistema de transmissão associado; utilizar a energia produzida exclusivamente, a energia necessária para uso exclusivo em suas instalações industriais, e, mediante autorização da ANEEL, comercializar eventual e temporariamente seus excedentes de energia (ONS, 2009).

<sup>57</sup> Produtor independente pode ser pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe concessão ou autorização para explorar aproveitamento hidroelétrico ou central geradora termoelétrica e respectivo sistema de transmissão associado e para comercializar, no todo ou em parte, a energia produzida por sua conta e risco (ONS, 2009).

SALES, 2002).

Em 2001, o país enfrentou uma grave crise de abastecimento do setor elétrico brasileiro, resultado do descompasso entre as taxas de crescimento do consumo e da expansão da capacidade, combinado a um período de baixo índice de energia afluente no sistema (PIRES, GIAMBIAGI e SALES, 2002).

As regiões Norte e Sul<sup>58</sup> do país tinham nessa época um excedente de geração que poderia ter sido transferido para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste que tinham escassez, caso o sistema de transmissão tivesse capacidade para tal transferência de energia (IAEA, 2006). O racionamento atingiu as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e parte da região Norte, perdurando até fevereiro de 2002 (ELETROBRÁS, 2006).

Diante da necessidade de soluções para a crise energética de 2001, o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), entidade interministerial cujo objetivo central era a administração da crise energética de 2001, segundo quatro vetores de atuação<sup>59</sup>:

- i. Racionamento de até 20% no consumo de energia elétrica;
- ii. O desenvolvimento de um programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica;
- iii. O desenvolvimento de um programa emergencial de aumento da oferta de energia elétrica ("seguro-apagão");
- iv. A promoção da revitalização do setor elétrico.

Com o racionamento, o modelo demonstrou fraquezas jurídico-institucionais,

---

<sup>58</sup> A região Sul possui um sistema hidrológico completamente diferente do sistema hidrológico da região sudeste, mas não pode exportar energia para o sudeste pois não tinha capacidade de transmissão.

<sup>59</sup> O Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica ("Programa de Racionamento") foi criado pela Medida Provisória nº 2.198, de 24 de agosto de 2001, com o objetivo de compatibilizar a demanda de energia com a oferta, a fim de evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia. Esse programa vigorou de junho de 2001 até 1º de março de 2002, data em que o governo considerou normalizada a situação hidrológica.

confrontando geradores e distribuidores sobre quem pagaria a conta do racionamento e a aplicação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. A compensação das perdas do racionamento foi equacionada mediante o Acordo do Setor, pelo qual o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras foi pago pelos consumidores, mediante a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), a qual resultou em aumentos de 2,9% na tarifa dos consumidores residenciais e de 7,9% nas tarifas dos consumidores industriais e comerciais. Os consumidores de ‘baixa renda’<sup>60</sup> não tiveram aumento algum (CORREIA *et al.*, 2006).

Além dos aumentos de tarifa, o acordo estabeleceu dois preceitos importantes que contribuíram para redução da percepção do risco associado à atividade no setor. O primeiro promoveu ajustes nas regras de repasse dos custos não gerenciáveis aos consumidores, por parte das distribuidoras, e o segundo estabeleceu o aditivo nos contratos entre geradores e distribuidores, com vistas a reduzir a exposição dos agentes em períodos de racionamento do consumo de energia, de forma a eliminar incertezas para o futuro.

Posteriormente, foi solicitado pelas distribuidoras que a RTE fosse cobrada dos consumidores que se tornaram livres durante a vigência desta tarifa, mas a solução passa por uma audiência pública convocada pela ANEEL. A questão discutida é se os consumidores que se tornaram livres durante o período de racionamento, devem ou não pagar retroativamente este encargo (SOUZA, 2008).

A partir de 2003, o governo federal extinguiu a GCE e definiu novo marco na reestruturação do setor elétrico brasileiro. As disposições do modelo vigente mantêm os preceitos do extenso período de reformas, bem como das propostas lançadas no

---

<sup>60</sup> A Lei 10.438/2002 define como unidades de consumo de baixa renda aquelas residências com consumo mensal médio até 220 kWh. De forma a assegurar que os subsídios terão a destinação para a qual foi criada, a família com esses níveis de consumo deverá comprovar a participação em um dos seguintes programas federais: programa auxílio-gás; potencial beneficiário dos programas bolsa-escola ou bolsa-alimentação. Além da isenção do pagamento do seguro-apagão e da RTE, os consumidores de baixa renda terão direito ao pagamento de tarifa social, ou seja, descontos em cascata por faixas de consumo, até os limites regionais definidos pela Aneel.

âmbito da GCE, mas incorporam sensíveis alterações na base institucional do setor e nas regras para comercialização de energia, tendo como principais objetivos a promoção da modicidade tarifária e a garantia de segurança do abastecimento.

PINTO JR. e BICALHO (2004) ressaltam que o novo desenho institucional foi fruto de um longo aprendizado sobre o processo de reestruturação da indústria elétrica brasileira e do reconhecimento de que o modelo competitivo<sup>61</sup> pode ser um dos instrumentos da organização institucional, mas não o objetivo central do desenvolvimento setorial.

TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS (2002) concluíram que o modelo procurou instaurar a competição na geração e na comercialização e garantir o livre acesso na transmissão e distribuição. No entanto, as características do setor elétrico brasileiro, especificamente a base hidráulica e o funcionamento interligado e coordenado, tornam a introdução da competição nos padrões do modelo do setor elétrico britânico ineficaz. Além disso, existem complicadores como a dimensão continental, as diversidades regionais, o grande potencial de crescimento do mercado e a pouca tradição regulatória das instituições brasileiras.

Em virtude dos problemas enfrentados por esse modelo, em 2003 foi elaborada uma nova proposta de estruturação para o setor elétrico brasileiro<sup>62</sup> que será apresentada no próximo capítulo.

---

<sup>61</sup> Os autores ressaltam que alguns traços da indústria elétrica no Brasil ajudam a explicar a tentativa frustrada de construção de um mercado competitivo: base hidráulica, taxa elevada de crescimento da demanda, universalização incompleta do acesso às redes e, por fim, um grande número de empresas com direitos de propriedade repartidos entre o governo federal, os governos estaduais e grupos privados.

<sup>62</sup> Resolução Nº 05 do CNPE, de 21 de julho de 2003.

## **4. A Segunda Reforma**

### **4.1. Motivações para a Segunda Reforma**

O racionamento vivenciado nos anos de 2001 e 2002 levou a um processo de reflexão sobre o modelo do setor instituído no governo do presidente Fernando Henrique Cardoso e à proposição, em 2003, de um novo desenho institucional para o setor, pelo governo do presidente Luis Inácio Lula da Silva.

O governo, presidido por Luiz Inácio Lula da Silva a partir de janeiro de 2003, conduziu a “Reforma das Reformas” que consistiu na formulação de um novo modelo para o setor elétrico. A reforma foi proposta pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e ocorreu por meio da sanção das leis 10.847 e 10.848, em março de 2004, que estabeleceram as diretrizes para o funcionamento do modelo atual do setor elétrico brasileiro.

Os principais objetivos da criação do modelo atual, segundo o MME (2003), são:

- i. Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- ii. Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- iii. Assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema;
- iv. Promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

Segundo SOUZA (2008), o modelo proposto foca diretamente essas questões.

Nessas condições, os elementos fundamentais do novo modelo são:

- i. A reestruturação do planejamento de médio e de longo prazo;
- ii. O redirecionamento da contratação de energia para longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados e favorecendo a tomada de financiamento em condições mais favoráveis;
- iii. Competição na geração com a licitação da energia pelo critério da menor tarifa;
- iv. A coexistência de dois ambientes de contratação de energia, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), protegendo o consumidor cativo, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), mantendo a presença dos consumidores livres;
- v. A instituição de um pool de contratação regulada da energia a ser adquirida pelos concessionários de distribuição;
- vi. A desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade;
- vii. A previsão de uma reserva conjuntural para o restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda;
- viii. Restauração do papel do Executivo como Poder Concedente.

## **4.2. Nova Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro**

O MME (2003) também apresentou uma nova estrutura institucional do modelo elétrico brasileiro, com a criação de dois novos agentes institucionais, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e a Câmera de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e a formação de um novo comitê no Ministério, o Comitê de Monitoramento do

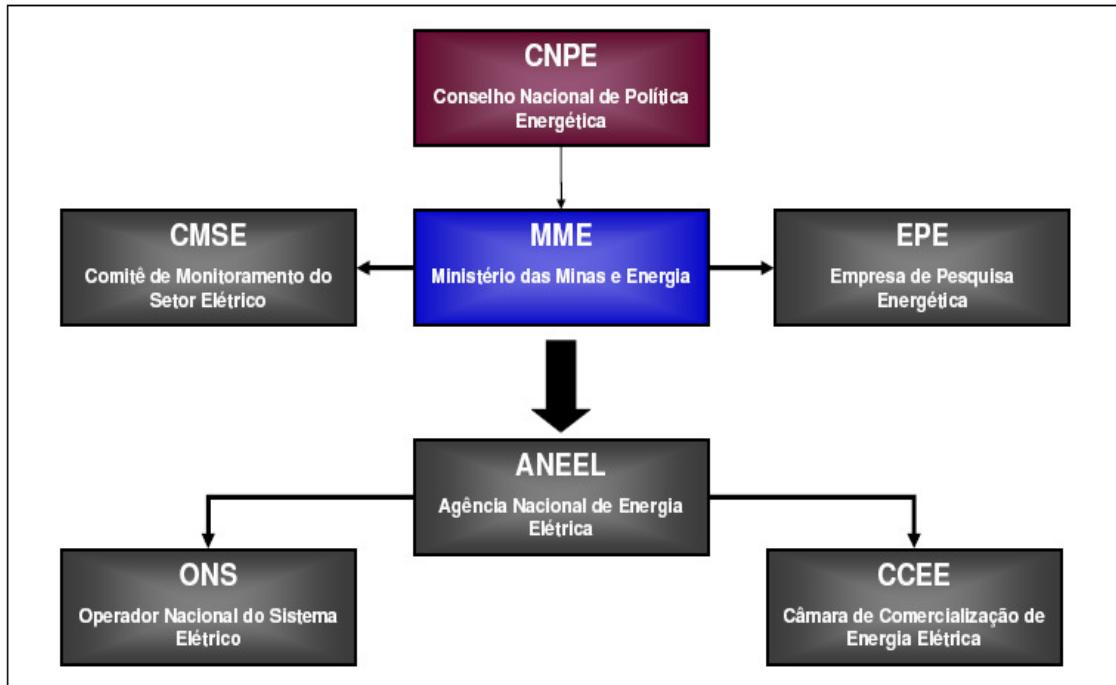
Setor Elétrico.

Conforme o MME (2003), a nova estrutura está orientada para as funções de planejamento setorial, segurança de suprimento, regulação e fiscalização e conta com as entidades abaixo - Figura [2]:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): órgão de assessoria da presidência da república, multi-ministerial, presidido pelo ministro de minas e energia, cujo objetivo é a proposição das políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, a revisão periódica da matriz energética e a definição de diretrizes para programas setoriais específicos.
- Ministério das Minas e Energia (MME): ministério cuja função é a formulação e implementação, no âmbito federal, da política energética nacional, de acordo com as diretrizes do CNPE e a função de planejamento setorial.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): empresa pública federal vinculada ao MME, que tem a responsabilidade pelos estudos do planejamento energético nacional, associados às definições da composição da matriz energética nacional, do balanço energético nacional, com o aproveitamento ótimo dos recursos hídricos, e, por fim, do planejamento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica de médio e longo prazos.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): grupo instituído sob coordenação do MME, que tem como finalidade assegurar a continuidade e a segurança do suprimento de energia no país, através do monitoramento do cronograma de construção dos empreendimentos (de geração e transmissão), de condições hidrológicas excepcionalmente

adversas e do aumento imprevisto do consumo.

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - autarquia, também vinculada ao MME, que tem por objetivo a mediação, fiscalização e regulação das funções de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional e recebe a nova função fazer licitação para aquisição de energia para os distribuidores.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem como atribuição coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), visando à otimização energética ao menor custo operacional com garantia dos padrões de segurança e qualidade, respeitando os condicionantes impostos pelo uso múltiplo da água e pelas limitações associadas às instalações de geração e transmissão do SIN.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, que sucede o MAE, absorvendo funções de mercado e tem como objetivos administrar a contratação de compra e venda de energia dos concessionários de serviço público de distribuição e executar a contabilização e liquidação do mercado, nos ambientes de contratação regulado e livre.



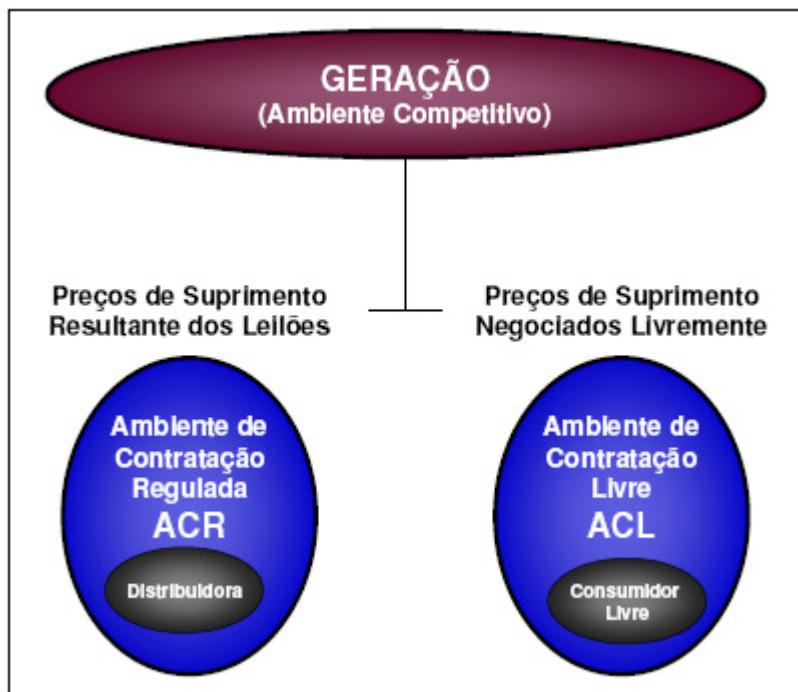
**Figura 2 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico**

Fonte: MME (2003)

Conforme descrito no capítulo 1, o setor elétrico opera segundo quatro segmentos de negócios com características específicas e graus distintos de regulação: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.

Com essa nova estruturação do setor, o segmento de geração pode ser classificado como ambiente de competição controlada. Para que um agente gerador entre no sistema elétrico com um novo empreendimento, é necessário obter a autorização ou concessão do Poder Público. A concessão de uso pelo Poder Público ocorre em processos de licitação pública, cujo critério preponderante de julgamento de propostas é o menor preço para energia destinada ao atendimento do consumidor regulado.

O agente gerador pode comercializar energia em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). As novas concessões exigem destinação de um percentual mínimo da energia produzida ao atendimento dos consumidores regulados, conforme mostra a Figura 3.



**Figura 3 – Ambientes de Contratação de Energia Elétrica**

Fonte: MME (2003)

Os segmentos de transmissão e distribuição são classificados como monopólios naturais<sup>63</sup>. Contudo, em ambos pode-se afirmar que a concorrência ocorre ex-ante, no evento de licitação de nova concessão.

No segmento de transmissão, o MME, na qualidade de Poder Concedente, promove leilões por meio dos quais o direito de implantação e exploração de novas linhas é concedido ao agente interessado. Vence o empreendedor que requerer a menor receita para construir, montar, operar e manter as linhas de transmissão, ou seja, o que oferecer o maior desconto sobre a Receita Anual Permitida (RAP), inicialmente estabelecida como o valor teto do leilão. O valor de receita resultante do

<sup>63</sup> O Monopólio natural ocorre quando o tamanho ótimo de instalação e produção de uma empresa é suficientemente grande para atender toda a demanda de mercado, de forma que não haveria espaço para instalação de novas empresas. O monopólio natural pode se desenvolver, não apenas em situações onde seja imposto por lei, mas também como resultado natural de condições especiais de custo. As características econômicas da distribuição da energia elétrica advêm dos condicionantes técnicos da indústria elétrica: existe a necessidade de conexão física entre a fonte geradora e o consumidor final; essa conexão é feita a partir de circuitos (aéreos ou subterrâneos) que são construídos nas vias públicas. Tanto por fatores técnicos quanto por questões econômicas, não se justifica construir dois circuitos para garantir competição no atendimento dos consumidores, pois essa competição se daria a preços elevados para os consumidores, se considerarmos uma distribuição eqüitativa das conexões.

leilão constitui a fonte de remuneração do empreendedor pelos investimentos realizados na implantação da nova linha e para cobertura dos custos de exploração desta, em contratos com vigência de 30 anos.

No segmento de distribuição, os contratos de concessão são também de 30 anos, prorrogáveis por igual período. As concessionárias continuam mantendo exclusividade sobre determinada região de atuação e têm duas principais fontes de receita: o preço de fornecimento de energia pago pelos consumidores regulados e o encargo pelo uso do sistema de distribuição pago pelos consumidores livres<sup>64</sup>, que adquirem energia no ACL, diretamente do agente gerador.

A lei 10.848 em seu artigo oitavo, incisos 5º e 7º estabelece a obrigação de separação estrutural das empresas cuja atuação se dá no âmbito do SIN. Segundo o inciso 5º, as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica não poderão desenvolver atividades de geração e de transmissão de energia elétrica. O inciso 7º, de forma análoga, dispõe sobre a mesma proibição para as geradoras; conforme redação dada pela lei, as concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica, que atuem no SIN, não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica.

Por fim, o segmento de comercialização é ambiente competitivo, caracterizado por reduzidas barreiras de entrada sob o ponto de vista de capacidade de investimento. O comercializador atua na intermediação entre o agente gerador e os consumidores livres, nas transações de compra e venda realizadas no ACL<sup>65</sup>.

---

<sup>64</sup> O consumidor livre que acessa a rede de uma distribuidora, mas compra energia no ambiente de contratação livre, assina com a distribuidora proprietária da linha de distribuição o CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, que tem o objetivo de pagar pelo uso da linha.

<sup>65</sup> No novo modelo, os agentes de comercialização devem atuar exclusivamente no ACL. Contudo, os contratos de compra e venda de energia entre agentes de comercialização e concessionárias de distribuição, firmados em data anterior a março de 2004, vigorarão até a data de seu vencimento.

### **4.3. O Planejamento da Expansão**

Em 2004 há o retorno do planejamento centralizado, com a criação da EPE - Empresa de Pesquisa Energética, uma empresa pública federal dotada de personalidade jurídica de direito privado e vinculada ao MME. A EPE tem por finalidade prestar serviços técnicos na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Elabora os planos de expansão da geração e transmissão da energia elétrica. O planejamento da expansão do setor elétrico deverá compreender três etapas: planejamento de longo prazo, planejamento de médio prazo e monitoramento

De acordo com o MME (2005), o modelo de planejamento da expansão da geração e da transmissão tem como foco a indicação de novas usinas geradoras preferenciais, incluindo ampliações de interligações interregionais e as com países vizinhos, e das necessidades de expansão determinativa da Rede Básica, dos principais sistemas de subtransmissão e dos sistemas elétricos isolados.

De acordo com o MME (2005), os princípios do planejamento do sistema elétrico a serem considerados nos estudos da EPE são:

- i. Integração nacional dos sistemas elétricos;
- ii. Expansão do sistema de transmissão;
- iii. Priorização do aproveitamento do potencial hidrelétrico;
- iv. Aproveitamento do gás natural para geração de energia;
- v. Diversificação da matriz com o uso de energias alternativas;
- vi. Expansão do atendimento / universalização da energia;
- vii. Desenvolvimento energético sustentável.

São dados fundamentais para o planejamento elétrico (MME, 205):

- i. Mercado de Energia Elétrica;
- ii. Elenco de empreendimentos viáveis econômica e ambientalmente;
- iii. Planos de recursos hídricos;

- iv. Dados de usinas hidrelétricas (vazões afluentes, dados da casa de força e do reservatório, usos múltiplos);
- v. Dados de usinas termelétricas (potência instalada, taxas de indisponibilidade, custos operacionais e de O&M);
- vi. Usos múltiplos;
- vii. Investimentos requeridos.

Como um dos principais motivos para a criação do modelo atual é a maximização da segurança do suprimento de energia elétrica, os critérios estabelecidos acima visam garantir que não haverá risco de um novo racionamento.

#### **4.4. *A Operação Centralizada do Sistema***

O estudo das experiências internacionais de reestruturação do setor elétrico, descrito nas seções anteriores, mostra ser fundamental para a promoção da competição nos segmentos de geração e comercialização e para garantia da eficiência do sistema, o tratamento regulatório adequado dos segmentos caracterizados naturalmente como monopólio, principalmente no segmento de transmissão.

O segmento de transmissão deve ser configurado de forma a proporcionar acesso indiscriminado à Rede Básica a todo agente, por meio da tarifação justa, das restrições à congestão de linhas de transmissão e do estímulo a expansão da rede nos pontos onde seja necessário. Adicionalmente, a operação independente do sistema é recomendada em sistemas com predominância da fonte hidráulica e grande número de usinas em cascata, com o objetivo de otimizar o uso do recurso hídrico.

Como já visto no capítulo anterior, no Brasil foi criado em 1999 o ONS para controle operacional da Rede Básica. O ONS, desde sua criação, absorveu as atribuições até então ao cargo do Grupo Coordenador de Operação Interligada (GCOI), cuja coordenação era exercida pela Eletrobrás.

Conforme redação dada pela lei 10.848 de 2004, o ONS atualmente tem as seguintes atribuições:

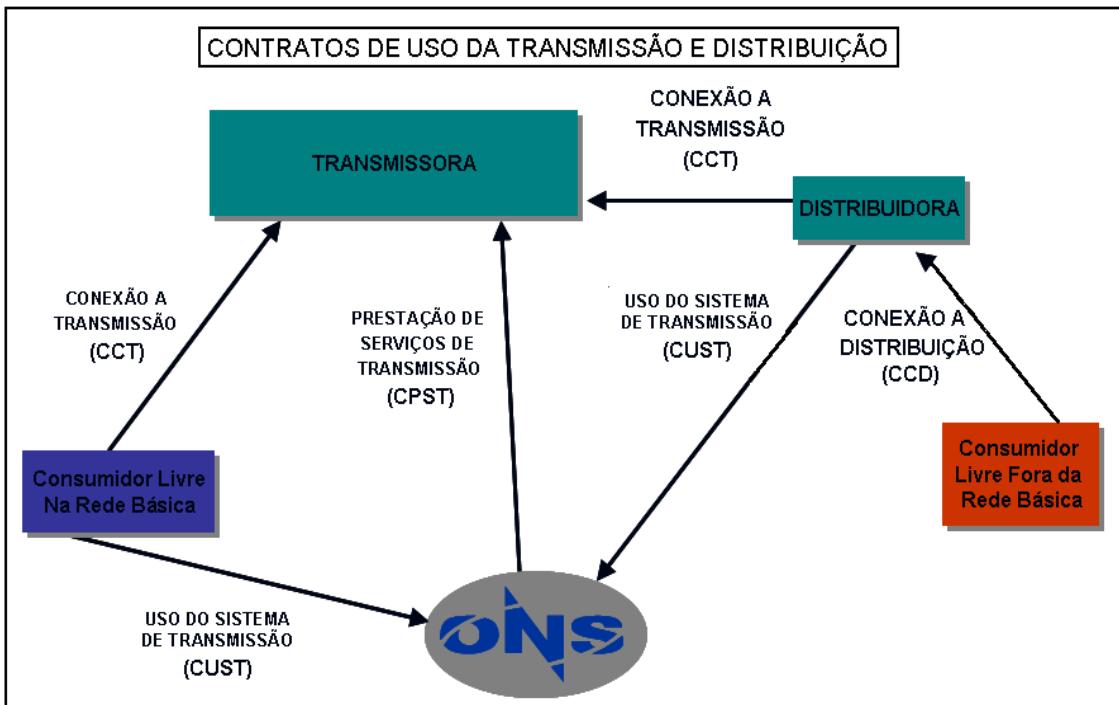
- i. Planejamento, programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- ii. Coordenação e supervisão dos centros de operação dos sistemas elétricos;
- iii. Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos interligados nacionais e das interligações internacionais;
- iv. Contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como serviços anciliares;
- v. Proposição ao Poder Concedente das ampliações das instalações da Rede Básica, bem como dos reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- vi. Proposição de regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

No modelo atual do setor elétrico, são firmados contratos de concessão com duração de 30 anos, entre a União e os concessionários de transmissão, que regem a prestação dos serviços de transmissão. O concessionário de transmissão, no novo modelo, deve celebrar, com ONS e usuários da Rede Básica, outros quatro tipos de contratos como mostra a Figura 4, a saber:

- Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT): contrato que estabelece os termos e condições da conexão dos usuários ao sistema de transmissão, a ser celebrado entre cada empresa transmissora e cada usuário.
- Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST): contrato celebrado entre cada empresa transmissora e o ONS, que estabelece os

termos e condições da prestação de serviço de transmissão por empresa detentora de ativo de transmissão pertencente à Rede Básica, conforme regramento de administração e supervisão do ONS.

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST): contrato celebrado entre o ONS, a concessionária de transmissão e os usuários, que estabelece os termos e condições do uso da Rede Básica por um usuário, incluindo a prestação dos serviços de transmissão pelas concessionárias de transmissão, mediante controle e supervisão do ONS e a prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas elétricos interligados.
- Contrato de Constituição de Garantia (CCG): contrato celebrado entre os usuários da Rede Básica, o ONS e as concessionárias de transmissão, representadas pelo ONS, para garantir o recebimento dos valores devidos pelos usuários às concessionárias e ao ONS pelos serviços por estes prestados.



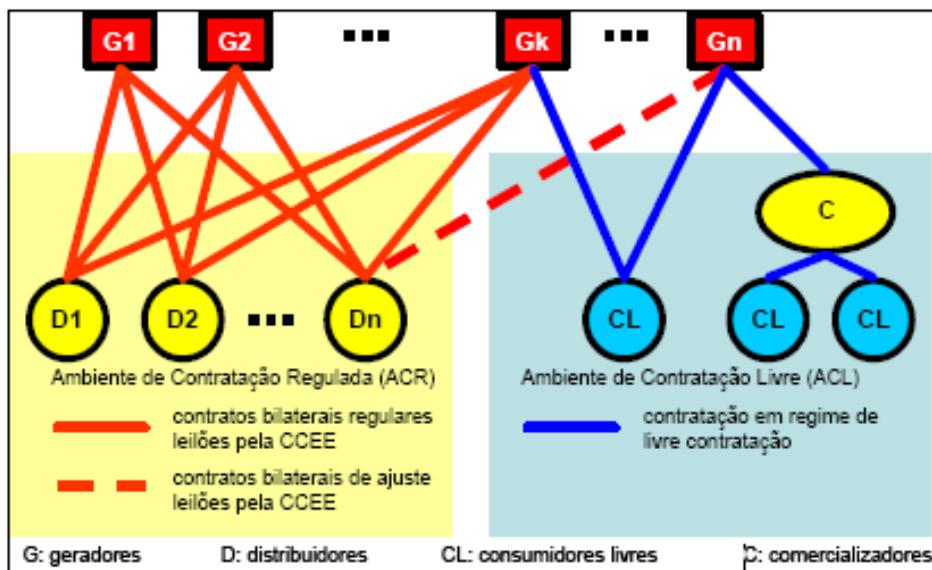
**Figura 4 – Contratos de Uso de Conexão à Transmissão e à Distribuição**

Fonte: ONS, 2008

No modelo de despacho centralizado, em um sistema hidrotérmico como o brasileiro, o operador do sistema assume papel fundamental na manutenção do equilíbrio de mercado, porque suas decisões de despacho direcionam o custo marginal de operação do sistema e, portanto, o patamar do preço da energia no curto prazo. Além disso, o operador do sistema é o único agente que tem algum poder de gestão sobre o risco hidrológico, porque é quem exerce controle sobre o nível dos reservatórios hídricos. Cabe ao ONS, através do uso racional dos reservatórios, zelar pela segurança do abastecimento em curto e médio prazos e transmitir sinais consistentes de preços de energia para o mercado, sob a ótica dos investidores de geração e dos consumidores de energia elétrica.

#### 4.5. A Contratação de Energia

No modelo atual, o mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme representação da figura 5. Os contratos existentes antes da implantação do novo paradigma institucional serão respeitados e administrados pela CCEE até a data da sua expiração.



**Figura 5 – Relações Contratuais no ACR e ACL**

Fonte: MME, 2003

No primeiro, o Ambiente de Contratação Regulado, as geradoras estabelecem contratos de longo prazo de compra e venda de energia com empresas de distribuição que operam no mercado cativo<sup>66</sup>. Os geradores são contratados pelo mecanismo de leilão, segundo uma classificação crescente de preço de energia, até que seja atingida a quantidade demandada declarada por um *pool* de distribuidores<sup>67</sup>, formado a cada

<sup>66</sup> Mercado que engloba os consumidores com carga inferior a 3MW e os consumidores que, mesmo com demanda igual ou superior a 3 MW, não tenham exercido a opção pela contratação de energia diretamente com geradores ou comercializadores.

<sup>67</sup> O pool de empresas de distribuição forma-se exclusivamente para cada evento de comercialização e extingue-se tão logo este seja findo. Cada pool é formado por um conjunto distinto de distribuidores. A cada distribuidor, fica estabelecida a faculdade da decisão de participar ou não de cada

evento de comercialização, pelas empresas que declaram interesse pela aquisição de nova energia. Uma vez concluído o processo de leilão, todos os distribuidores fecharão contratos de longo prazo<sup>68</sup> com cada um dos geradores, para a parcela da energia total transacionada correspondente à sua participação no total da quantidade demandada declarada.

Para garantir a transparência do processo de compra de energia e a modicidade tarifária no ambiente do ACR, a energia elétrica destinada ao suprimento do mercado das distribuidoras é comprada por intermédio de leilões promovidos pela ANEEL<sup>69</sup>. Não faz parte dos leilões a energia proveniente de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes alternativas contratadas na primeira etapa do PROINFA<sup>70</sup> e a energia de Itaipu Binacional<sup>71</sup>.

O ACR foi criado dentro de regras que garantiam mais proteção aos consumidores de menor porte, com tarifas reguladas e modicidade tarifária assegurada por meio de compra de energia pelas distribuidoras (em leilões). Assim, esses consumidores não ficavam expostos a qualquer preço de energia por incapacidade de dominar as regras e administrar adequadamente suas relações contratuais com as distribuidoras. Mesmo os consumidores com demanda superior a 3 MW que continuam cativos, enquanto não fizerem a opção formal por se tornar livres (quando poderão administrar e negociar seus contratos e preços de energia), ainda terão um ambiente de tarifas reguladas fixadas pela ANEEL e condições contratuais

---

evento e da quantidade de energia a contratar, o que implica em composição única de tarifa de suprimento para cada agente de distribuição. Caso a composição do pool fosse perene, composta pelo conjunto de concessionárias de distribuição em atividade, com a instituição de tarifa de suprimento compartilhada sempre, aí sim, teria sido instituído, na plenitude, no ACR, o modelo de um único comprador.

<sup>68</sup> São firmados contratos de duração de 15 anos para fontes termelétricas ou de 30 anos para as hidrelétricas.

<sup>69</sup> A ANEEL delegou a realização dos leilões para a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

<sup>70</sup> O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438, de 2002, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base naquelas fontes, no Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN.

<sup>71</sup> A energia produzida pela Usina de Itaipu permanecerá sendo comercializada, pela Eletrobrás, apenas para os distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

definidas por contratos diretos com a distribuidora.

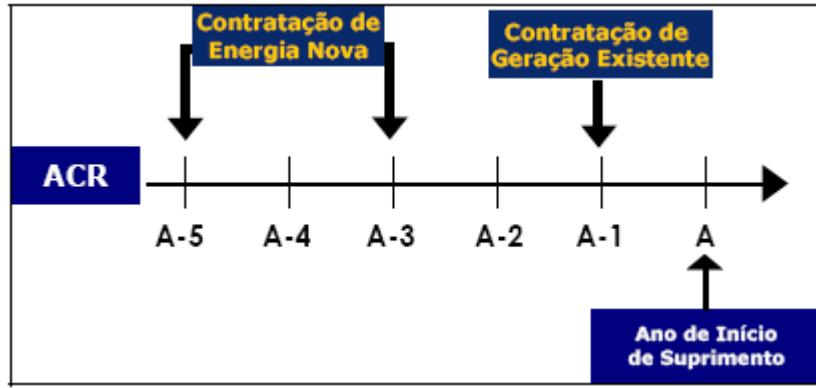
Foram definidas duas modalidades principais de leilões: os leilões de energia elétrica proveniente de energia existente (leilões de energia velha) e os de novos empreendimentos<sup>72</sup> (leilões de energia nova). Em ambos os casos, o critério de decisão pela contratação da energia é o de menor tarifa ofertada. Nos casos de leilão de energia nova, as distribuidoras informam suas necessidades para atendimento dos seus mercados em dois momentos: cinco anos antes do início do suprimento de energia (leilão A-5) ou três anos antes (leilão A-3<sup>73</sup>).

Se houver necessidade, a ANEEL poderá ainda promover leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de início de suprimento de, no máximo, quatro meses e períodos máximos de suprimento de dois anos, a fim de possibilitar a complementação pelos agentes de distribuição, do montante necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. A energia contratada por cada agente de distribuição nos leilões de ajuste não poderá exceder a 1% da sua carga total já contratada. A Figura 5 traz a cronologia dos leilões de comercialização de energia elétrica, tendo por base o ano de início de suprimento (ano "A").

---

<sup>72</sup> Entendem-se como novos empreendimentos de geração, aqueles que, até a data de publicação do edital do leilão de comercialização, não sejam detentores de concessão, autorização ou permissão, ou que sejam parte de empreendimentos já existentes objeto de ampliação, nesta hipótese, restrito ao acréscimo da capacidade instalada. Excepcionalmente, até 31 de dezembro de 2007, nos leilões para contratação de energia proveniente de novos empreendimentos, pode ser ofertada a energia produzida por empresas geradoras que atendiam cumulativamente os seguintes requisitos: (i) que tinhham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004; (ii) que tinhham iniciado a operação comercial a partir de 1 de janeiro de 2000 e (iii) cuja energia não tinha sido contratada até 16 de março de 2004.

<sup>73</sup> Dado o prazo mais reduzido para a entrada em operação da usina, espera-se que esta licitação tenha maior participação de termelétricas, pequenas e médias hidrelétricas e fontes renováveis mais competitivas.



**Figura 5 – Leilões de Comercialização de Energia Elétrica**

Fonte: Adaptado do MME, 2003

Os preços praticados nos leilões serão definidos pelas condições de oferta e demanda de energia em cada evento de comercialização, observado o preço máximo fixado pela ANEEL. Nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes realizados até 2009, o preço máximo de aquisição de energia será fixado pela ANEEL<sup>74</sup>. Após este ano, o preço de aquisição não deverá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica de novos empreendimentos realizados cinco anos antes da data de realização da demanda, em que o ano de início de suprimento coincide com o ano de início de fornecimento do leilão de energia existente em questão.

Em nenhum dos aparatos legais ficou estipulada regra fixa para esses leilões. Apenas características gerais foram definidas. Dessa maneira, a CCEE, que estipula as regras de comercialização no ACR, tem responsabilidade pelo bom funcionamento do novo modelo. Nesse sentido, as atuações do MME, que participa mais ativamente

<sup>74</sup> Com o "pool", a intenção é que a energia existente, mais barata, seja negociada com a energia nova, mais cara, reduzindo o valor das tarifas para o consumidor. O novo critério de licitações está centrado no menor valor da tarifa e não no pagamento do maior ágio sobre o lance mínimo, ou seja, o grupo econômico que oferecer a menor tarifa será o vencedor das licitações para a construção de novas usinas geradoras. ALMEIDA e PINTO JR. (2005) ressaltam que a idéia deste novo modelo é criar um ambiente de contratação entre todos os geradores e todos os distribuidores, mediante um contrato com um novo agente setorial chamado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE tornou-se responsável pela administração de todos os contratos futuros de compra e venda de energia no país, em substituição ao MAE. A instituição do "pool" é essencial para o governo porque os futuros leilões de energia dependem da CCEE para administração dos contratos. Os agentes com participação obrigatória no "pool" são: as geradoras com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; os concessionários ou autorizados de serviços de distribuição; agentes de comercialização, cujo volume seja igual ou superior a 500 GWh por ano e os consumidores livres.

da condução do planejamento, da EPE, que realiza estudos importantes para a coordenação do setor e dos leilões, e da ANEEL, que continua como poder concedente e reguladora dos agentes do setor, são também fundamentais, pois afetarão diretamente os resultados dos leilões de longo prazo do ACR (CARNEIRO, 2006).

O segundo ambiente de contratação é o Ambiente de Contratação Livre, o ACL, no qual os geradores poderão estabelecer contratos em condições livremente negociadas com comercializadores ou diretamente com os consumidores livres. O consumidor livre, com demanda igual ou superior a 3 MW e atendido em tensão igual ou maior do que 69 kV, adquire a energia do gerador ou de um agente comercializador e paga aos agentes de transmissão e distribuição apenas a parcela da tarifa de energia correspondente ao uso das redes de alta e baixa tensão<sup>75</sup>. Esse é o mercado dos grandes consumidores, que têm estrutura para escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, discutir preços e condições contratuais e com isso obter vantagens em relação a um consumidor cativo. Assim, o ACL foi concebido para assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos consumidores livres. Contudo, convém notar que estes consumidores livres passam a se inserir num mercado de eletricidade com estrutura diferente daquela para a qual foi estabelecida a figura do “consumidor livre” – caso das experiências internacionais analisadas nesta dissertação e mesmo da experiência da primeira reforma brasileira. A questão da concorrência no mercado brasileiro é totalmente diversa daquela que ocorre no mercado britânico, conforme o próximo capítulo investigará.

De fato, no próximo capítulo será analisado como a transferência de consumidores do mercado cativo para o livre pode afetar a carteira de contratos da distribuidora e consequentemente onerar os consumidores que permanecem cativos nessa área de distribuição.

---

<sup>75</sup> Os consumidores livres assinam com os proprietários das linhas de transmissão e distribuição, respectivamente, o CUST e o CUSD.

Adicionalmente, consumidores com carga igual ou maior do que 500 kW, atendidos em qualquer tensão, também podem comprar energia nesse mercado, desde adquiram o insumo de fontes incentivadas: PCH<sup>76</sup> ou biomassa.

Destaca-se que, não há, no ACL, exigência de contratação antecipada da energia, como ocorre no ACR. Desta forma, o agente gerador que decide destinar parte de sua energia à comercialização no ACL, não raro, iniciará a construção da usina com parte da energia assegurada não contratada. A não imposição da contratação antecipada aos consumidores livres implica em risco de atendimento do mercado no longo prazo.

No ACR, os distribuidores contratam a maior parcela de sua demanda nos leilões que ocorrem de 3 a 5 anos antes do início de suprimento, fazendo com que os sinalizações para o investimento na expansão da geração sejam disparados pelos próprios agentes consumidores, em prazo suficiente para implantação dos novos empreendimentos. Ocorre que a contratação com antecedência de 3 a 5 anos da energia, age como incentivo ao investimento em geração, uma vez que o investidor, ao ter assegurado o contrato de compra e venda de energia de longo prazo, vê reduzir o risco do investimento.

No ACL, como os consumidores livres podem contratar energia às vésperas da realização da demanda, não há sinalização do mercado para novos investimentos em geração, daí o risco associado à expansão da capacidade instalada. No capítulo 5 será discutido como esta questão poderia ser tratada, de tal maneira que desse uma maior garantia aos investidores em geração e assegurasse a concorrência dos consumidores livres.

As relações comerciais no ACL são livremente negociadas, mas devem ser formalizadas em contratos bilaterais estabelecendo, necessariamente, prazos e volumes. Essas relações podem envolver agentes geradores, comercializadores,

---

<sup>76</sup> Pequenas Centrais Hidrelétricas são caracterizadas como usinas hidrelétricas de pequeno porte, cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km<sup>2</sup>.

importadores, exportadores e consumidores livres, cabendo destacar:

- i. Os consumidores potencialmente livres, que tenham contrato por prazo indeterminado com uma distribuidora, só poderão adquirir energia no ACL com previsão de entrega a partir do ano subsequente ao da declaração formal desta opção ao agente distribuidor<sup>77</sup> e desde que a declaração seja formalizada até 15 dias antes da data em que o agente de distribuição deve declarar sua necessidade de compra de energia, para entrega no ano subsequente. A opção pode abranger a compra de toda ou parte da carga da unidade consumidora desde que o lastro para o pleno atendimento da carga seja comprovado;
- ii. O retorno do consumidor do ACL para o ACR deve ser comunicado ao agente de distribuição com antecedência mínima de 5 anos, salvo se um prazo menor for aceito pelo distribuidor;
- iii. Os consumidores livres deverão ser agentes da CCEE, podendo ser representados por consultores ou comercializadores, e se sujeitam ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores, salvo previsão legal ou regulamentar em contrário.

As restrições de prazo para saída e retorno à posição de consumidor regulado têm como propósito evitar comportamento especulativo por parte dos grandes consumidores, que, caso não houvesse restrição legal, teriam total liberdade para aderir ou abandonar o status de consumidor livre, de forma a aproveitar-se de oscilações dos preços no ambiente de livre contratação.

A regulamentação determinou que seja de cinco anos de antecedência o prazo para que o consumidor livre avise à distribuidora sua intenção de retorno à posição de

---

<sup>77</sup> O prazo de um ano de antecedência é para consumidores com carga de 3 a 5 MW. Para consumidores com carga de 5 a 10 MW esse prazo passa para 2 anos e com demanda máxima acima de 10 MW chega a 3 anos de antecedência.

consumidor cativo. O prazo de cinco anos permite ao agente distribuidor incluir a demanda associada ao consumidor que pretende retornar à condição de consumidor regulado nas suas requisições de compra nos leilões de cinco anos, onde a energia contratada será predominantemente hídrica, de baixo custo. O retorno de consumidores livres à condição de cativo, desta forma, não implica em necessidade adicional de compra de energia em leilões de três anos, leilões de energia existente ou leilões de ajuste e nem implica em risco de penalidades para a concessionária de distribuição por falta de lastro<sup>78</sup>.

A opção de consumidor livre deverá ser exercida após a segmentação e imediata substituição dos contratos de fornecimento de energia com os agentes de distribuição por contratos de compra de energia com os agentes geradores, contrato de conexão e uso do sistema de transmissão, celebrados respectivamente com a concessionária de transmissão de energia elétrica e com ONS, e contrato de uso e de conexão à rede de distribuição, firmados com a concessionária de distribuição, na hipótese das instalações do consumidor não estarem ligadas diretamente na rede de básica.

---

<sup>78</sup> O modelo atual alterou a metodologia de apuração dos limites de contratação, determinando que, a partir de janeiro de 2005, 100% do consumo dos Agentes de Distribuição e dos Consumidores Livres estivessem cobertos em termos de energia e potência por intermédio de geração própria e contratos de compra de energia. O modelo estabelece também que os Agentes vendedores devem garantir lastro para a venda de energia e potência de 100% de seus contratos, sendo tal lastro constituído por garantias físicas proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, nesse caso mediante de contratos de energia ou potência (SOUZA, 2008).

## **5. Papel dos Consumidores Livres na Indústria de Eletricidade Brasileira**

A decisão de migrar para o mercado livre é individual de cada consumidor. Alguns fatores devem ser levados em conta na tomada de decisões: a importância de energia para seu processo produtivo, o valor da energia quando comparado com os custos de seus insumos e com a rentabilidade de seu negócio, além de fatores específicos como a compatibilidade do perfil de consumo com tarifas do cativo, elasticidade do consumo<sup>79</sup>, capacidade de reduzir ou ampliar consumo<sup>80</sup>, de implementar projetos de eficiência, de consumir outro energético e de deslocar produção no tempo ou espaço. Além disso, deve atender a critérios estabelecidos em lei para ter o direito de escolher (ABRACEEL, 2006).

Segundo a ABRACEEL (2009) o mercado de energia tinha 648 consumidores livres em 2009, sendo que somente o estado de São Paulo concentra 33% desse total. Entre 2004 e 2005 o número de consumidores livres cresceu rapidamente, passando de 34 em 2004 para 472 ao final de 2005. A partir de 2005, e mais fortemente após a regulamentação da ANEEL<sup>81</sup>, o mercado livre agregou mais de 200 consumidores

---

<sup>79</sup> Os consumidores estão sempre observando o comportamento dos preços dos produtos. Assim, para cada bem eles demonstram ser pouco ou muito elásticos às mudanças de preços. Essa sensibilidade vai depender do quão importante é aquele produto para ele. Se o bem for elástico, os consumidores diminuirão o seu consumo consideravelmente em função de uma elevação do preço do bem. Se o bem for inelástico, os consumidores não reduzirão tanto o consumo. Por exemplo, se um consumidor livre for produtor de aço, seu consumo será inelástico pois não há possibilidade de parar um forno por causa de um aumento do preço de energia.

<sup>80</sup> O consumidor livre deve prever se no futuro poderá ocorrer uma ampliação ou redução do consumo de sua planta industrial. Isso porque o investimento para se conectar em uma subestação de Rede Básica (acima de 230 kV) é muito elevado e no caso de uma redução de carga no futuro pode ser melhor para o CL permanecer como cativo. Por exemplo, para a conexão de 127 MW de carga em uma SE de 345 kV na área de Minas Gerais, o preço somente dessa SE fica em torno de 45 milhões de reais, em orçamento de 2008.

<sup>81</sup> Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica e cria a figura do consumidor especial.

especiais. Nesse período, o excedente de energia<sup>82</sup> em conjunto com os preços baixos<sup>83</sup> estimulou a migração de consumidores para o ambiente de contratação livre, que se beneficiaram desta oportunidade (SOUZA, 2008).

A questão que se apresenta é qual é o papel do consumidor livre após a segunda reforma do Setor Elétrico Brasileiro. Isso ocorre pois quando foi planejada a primeira reforma, o mercado foi implementado para ter uma competição direta, ou seja, o gerador venderia sua energia para qualquer distribuidora, comercializador de energia ou consumidor livre e a negociação de preços era feita diretamente entre vendedor e comprador. Nesse caso, assim como foi implementado na Inglaterra, os CLs serviam para garantir a competição no mercado.

No modelo atual, a competição no mercado foi substituída por competição pelo mercado, com a introdução dos leilões de energia. Segundo SOUZA (2008) em termos de modicidade tarifária, o modelo estabeleceu a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões (observado o critério de menor tarifa), com o objetivo de reduzir o custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos. Nesse modelo os consumidores livres não podem comprar energia nos leilões, devendo negociar com os geradores ou comercializadores a energia que não foi vendida às distribuidoras.

Com isso, o modelo passou a ser diferente do modelo inglês no qual foi baseado e o consumidor livre deixou de ter o papel de incentivador da competição entre os geradores. A seguir vamos analisar quais benefícios esses CLs trazem para o Setor Elétrico Brasileiro no modelo atual, considerando os geradores, as distribuidoras, os próprios consumidores livres, os consumidores cativos e a sociedade.

---

<sup>82</sup> Em 2005 os reservatórios chegaram a ter 90% do armazenamento máximo possível (ONS, 2005).

<sup>83</sup> O PLD – preço de liquidação das diferenças, chegou a atingir o valor de 562,15 R\$/MWh no início de 2002, caindo para 18,33 R\$/MWh no início de 2005 (Disponível em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br))

## **5.1.        *Geradores***

Como visto anteriormente, os geradores podem vender sua energia no ACL ou no ACR. O ACR é um ambiente mais seguro para os geradores, pois têm garantia de contratação de longo prazo, garantindo o retorno do investimento.

A competição do ACR se dá em torno da disputa entre os vendedores de energia pela exclusividade do suprimento de todas as distribuidoras, que vão participar daquele leilão específico, durante um dado período de tempo. Os geradores capazes de oferecer melhor condição de preço saem vencedores. Nesse sentido, a competição começa na fase da licitação da energia, para permitir a escolha dos vendedores com custo mais barato. Durante o leilão o preço de lance é estipulado pelo regulador e esse preço vai diminuindo a cada rodada, onde o gerador decide se continua ofertando sua energia ou deixa de participar do leilão. Quando a oferta deixa de ser maior do que a demanda, há uma rodada discriminatória e o fechamento do leilão. Os vendedores vencedores dos leilões são aqueles que ofertam os menores preços.

O que pode acontecer é que um gerador oferte um montante de energia e consiga vender apenas parte dessa energia no leilão, como mostra o exemplo do ocorrido no 3º Leilão de Energia Nova (A-5 de 2006) - Tabela 1. Nesse caso, a energia que não foi vendida não poderá participar do próximo leilão de energia nova, pois esses empreendimentos passam a ter concessão do Poder Concedente.

**Tabela 1 – 3º Leilão de Energia Nova (A-5 de 2006)**

Empreendimento	MW	Garantia Física	Venda MWm	R\$/MWh
Atlântico	490	419,8	200	136,88
Bahia I- Camaçari	31,6	19	5	138
Baia Formosa	40,2	10,6	11	137,7
Boa Vista	80	36,2	11	134,99
Dardanelos	261	154,9	147	113,09
Ferrari	27	8,2	8	138
Mauá	361	195,2	192	113,15
Monjolinho	67	43,1	42	113,15
Palmeiras de Goiás	174,3	69,8	69	137,7
Quatá	53,6	10,5	10	137
Salto Pilão	181	104,4	40	107,45
São Salvador	241	217,9	148	112,9
Termomacaé	928,7	674,3	200	138
Usina Bonfim	41	23,4	21	137,6
Total Negociado	2.977	1.987	1.104	

Fonte: Adaptado de EPE, 2006

Essa energia não vendida no leilão deverá ser negociada no ACL ou nos próximos leilões de ajuste. Nos leilões de ajuste a compra de energia é limitada a 5% da carga total de cada distribuidora. A função desses leilões é permitir cobrir ao máximo a demanda das distribuidoras, reduzindo ao mínimo a sua necessidade de compra de energia em tempo real. Para tanto, os contratos decorrentes desses devem prever o início de entrega da energia elétrica no prazo máximo de quatro meses a contar da realização do leilão. A duração máxima desses contratos será de 2 anos.

Essa limitação de 2 anos nos contratos decorrentes dos leilões de ajuste pode ser um incentivo para que os geradores vendam sua energia no ACL. Isso porque há a possibilidade de conseguir prazos de contratos de mais longo prazo e ainda negociar um preço melhor com os consumidores livres. Além dessas possibilidades, nos leilões de energia das usinas de Santo Antônio e de Jirau, um percentual da energia foi direcionada para o mercado livre.

A usina de Santo Antônio terá capacidade para produzir 3.150 MW. O

consórcio Madeira Energia, formado por Furnas e pela construtora Odebrecht, foi o vencedor do leilão dessa usina, realizado no dia 10.12.2007. O preço de venda oferecido pelo consórcio ficou em R\$ 78,87 por megawatt/hora enquanto o preço inicial do governo era de R\$ 122. O percentual destinado ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) foi de 70%, os outros 30% serão vendidos no ACL.

A usina de Jirau terá a capacidade será de 3.300 MW. O leilão foi realizado no dia 19.05.2008 e o consórcio Energia Sustentável, capitaneado pela franco-belga Suez, foi o vencedor para a concessão da usina hidrelétrica. A vitória veio após o consórcio se dispor a cobrar R\$ 71,40 por megawatt-hora (MWh), com um deságio de 21,53% em relação ao preço teto estabelecido pelo governo, de R\$ 91 por MWh Assim como na UHE Santo Antônio, o percentual destinado ao ACL foi de 70% e os outros 30% da energia serão vendidos no ACL.

Ocorreu também uma mudança para os autoprodutores de energia. Desde 2003, com o novo marco regulatório do setor, os autoprodutores de energia perderam o direito de garantir para si parte da energia produzida pelas novas usinas, tendo de concorrer como qualquer outro grande consumidor no lote destinado ao mercado livre.

Pela norma, os consórcios que tiverem autoprodutores como sócios terão benefícios para vender parte maior da energia produzida nas usinas no mercado livre. Isso daria maior ingerência sobre o retorno financeiro do negócio. Como autoprodutores, os consórcios poderão vender até 30% da energia no mercado aberto, ou o excedente até esse limite, além do que o autoprodutor reservar para si. Sem as indústrias, a venda ficaria limitada a 10%.

Assim sendo, a presença dos consumidores livre no modelo atual agrava vantagem para os geradores, que tem mais uma opção de venda da energia não comprada pelas distribuidoras e não ficam expostos ao mercado de curto prazo.

Além disso, com os geradores participando dos leilões, o modelo atual do setor

elétrico brasileiro apresenta uma alternativa para solucionar o grande desafio dos governos de todo o mundo: estabelecer o aumento dos investimentos do setor no futuro, garantindo a oferta adequada.

## **5.2. *Distribuidoras***

A segunda reforma setorial conduzida a partir de 2004 não alterou a política tarifária vigente. Os geradores e consumidores livres negociam livremente seus contratos de energia, pagando o acesso à rede elétrica por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, caso o acesso se dê em tensões inferiores a 230kV, ou por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, caso o acesso se dê em tensões iguais ou superiores a 230kV. A TUSD é paga à distribuidora local e a TUST é paga à Rede Básica.

Assim sendo, se um consumidor livre se conectar no sistema de uma distribuidora, pagará pelo uso do sistema de distribuição, remunerando a distribuidora acessada pelo investimento feito. O que as distribuidoras alegam contra o atual sistema regulatório é que são feitas melhorias na rede de distribuição de 138 kV para atender aos consumidores potencialmente livres, mas quando estes optam por se tornarem livres e migrar para a Rede Básica, esses investimentos ficam perdidos, com o sistema operando aquém de sua capacidade de transmissão.

Na Audiência Pública 045/2009 da ANEEL<sup>84</sup>, que buscava obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulamentação da contratação do uso do sistema de transmissão e da forma de cálculo dos encargos correspondentes, a ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ressalta que existem diversas causas, fora do controle da distribuidora que poderão levar a

---

<sup>84</sup> Disponível em:  
[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2009/045/contribuicao/luiz\\_carlos\\_guimaraes\\_abradee.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2009/045/contribuicao/luiz_carlos_guimaraes_abradee.pdf)

ocorrência de sobrecontratação num determinado ponto de conexão. Como exemplo, a ABRADEE cita:

- Desligamento de consumidores;
- Entrada/saída de geração;
- Transferência de carga;
- Entrada de operação de novos pontos de conexão;
- Migração do consumidor para a Rede Básica;
- Redução de demanda do consumidor.

Essa sobrecontratação pode ocorrer momentaneamente, mas com o crescimento natural da demanda dos consumidores cativos da distribuidora, a capacidade do sistema voltará a ser toda utilizada no futuro. Entretanto, até que isso aconteça, a distribuidora fica com o sistema sobredimensionado. Isso demonstra fragilidade das distribuidoras em função da presença dos consumidores livres no SEB.

### **5.3. *Consumidores Livres***

Para fazer uma comparação entre as condições de preços da energia no mercado cativo e no mercado livre, é importante considerar a definição da tarifa de energia - TE e, a partir daí, estabelecer uma base de comparação. Em linhas gerais sabe-se que qualquer consumidor, além dos encargos setoriais, está sujeito ao pagamento pelo uso das redes da distribuidora ou transmissora, independentemente de ser atendido no ACR ou no ACL. Assim, em tese, a diferença deve dar-se essencialmente no preço da energia adquirida nos dois ambientes.

No entanto, na prática existem outras diferenças em função da forma de

cobrança, destaque à Conta de Compensação de Valores da Parcela A<sup>85</sup> e ao critério de tarifação. O critério de tarifação do ACR do tipo horosazonal reflete tarifas diferenciadas nos períodos seco e úmido, como também nos horários de ponta e fora fonta . Mas isso não influencia na comparação entre as tarifas de consumidores livres e cativos, pois para os CLs a energia é comprada diretamente do gerador ou comercializador. A Tabela 2 apresenta a comparação entre a tarifa de energia do mercado cativo e a compra de energia no mercado livre.

**Tabela 2 – Equivalência entre tarifas no ACR e ACL**

Tarifa de Energia (TE)	Compra de Energia no Mercado Livre
Energia dos Leilões do ACR	
Contratos Bilaterais (anteriores a 2004)	
Contratos Parte Relacionadas	
Energia de Itaipu	
Custos de conexão, de transmissão de Itaipu	Não paga conexão de Itaipu, mas paga o MUST
ESS	
Perdas da Rede Básica	Paga diretamente na CCEE
P&D	Isento desta parcela que corresponde a aproximadamente 1% das demais componentes da TE

Fonte: CAMINADA & RAMOS, 2009

A tabela acima mostra que, exceto por uma parcela referente à Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), as demais despesas incluídas na tarifa de energia do consumidor cativo tem um equivalente na conta da energia paga pelo consumidor

85        Parcada A é a parcela que abriga os “custos não gerenciáveis”, assim entendidos os custos que independem da gestão da concessionária, como, por exemplo, a energia elétrica adquirida, os custos de transmissão e os encargos setoriais.

livre.

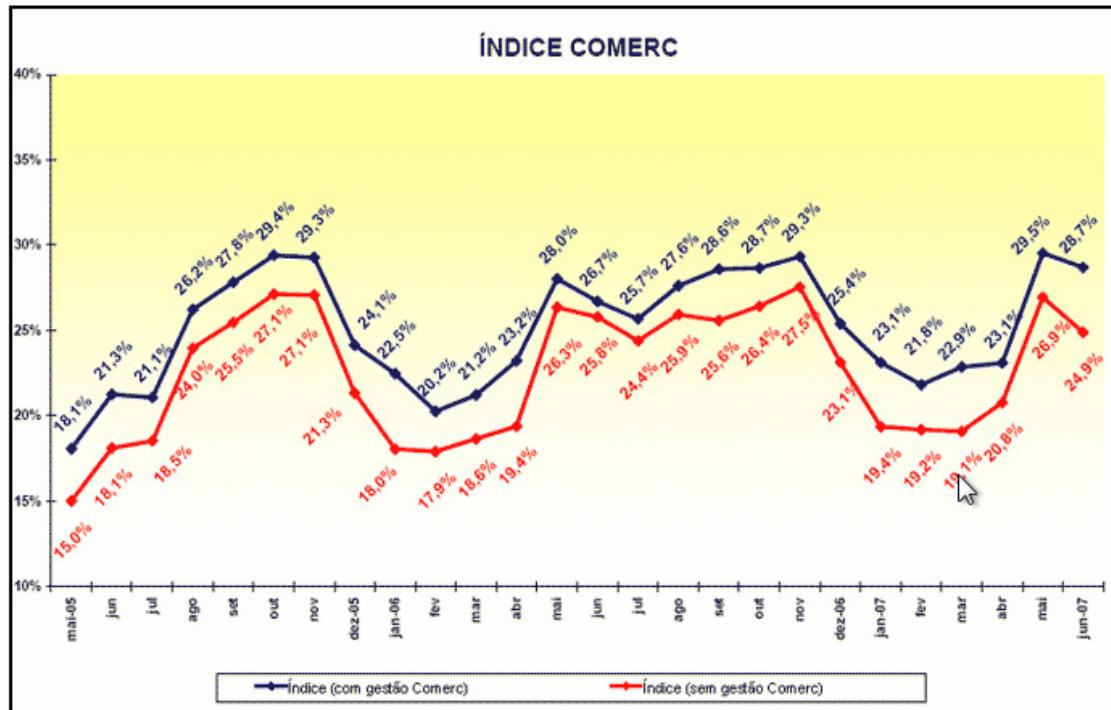
Assim, podemos concluir que no mercado livre, além da flexibilidade para negociar prazo, índice de indexação e outras condições contratuais, um dos principais benefícios é a economia que proporciona às empresas. Isso é difícil de mensurar, pois como as negociações são bilaterais, os preços negociados entre consumidores livres e geradores ou comercializadores não são divulgados.

Entretanto, algumas comercializadoras divulgam dados com seus resultados e vamos nos basear neles para tentar quantificar essa economia.

A COMERC (2010) disponibiliza em site o Índice Comerc, que é calculado mensalmente e reflete o custo real despendido pelos clientes da Comerc Energia no mercado livre, de acordo com as condições contratuais vigentes. Atualmente, a Comerc Energia gerencia a energia de 98 unidades consumidoras de vários setores, como alimentos, papel e celulose, têxtil, mineração e serviços, que correspondem a aproximadamente 10% dos consumidores livres do país. Composto pelas indústrias que fazem parte da carteira da Comerc, o índice é calculado a partir da comparação do custo real incorrido pelas empresas no mercado livre com o custo obtido a partir da simulação de preços no mercado cativo, caso as empresas continuassem supridas por suas respectivas concessionárias de distribuição, através do pagamento de tarifas cativas. Assim, na figura 6 é possível visualizar o ganho financeiro das empresas que possuem gestão independente, comprando energia com as comercializadoras (linha azul) e também a economia que obteriam no mercado livre sem considerar o serviço de gestão, com contratos firmados diretamente com as geradoras (linha vermelha). Conforme mostra a Figura 6, em média, desde a criação do Índice<sup>86</sup> em janeiro de 2004, os clientes da Comerc têm economizado 23% em despesas com energia elétrica. A diferença entre os valores do Índice, com e sem gestão COMERC, deve-se

<sup>86</sup> Para calcular o Índice Comerc, são pesquisadas 98 unidades consumidoras espalhadas pelo Brasil, que representam aproximadamente 10% do mercado livre total. Elas pertencentes aos seguintes setores: Alimentos, Bebidas e Fumo; Confecção e Têxteis; Eletroeletrônico; Farmacêutico, Higiene e Consumo; Material de Construção; Mecânica; Mineração; Papel e Celulose; Plástico e Borracha; Química e Petroquímica; Siderurgia e Metalurgia (COMERC, 2010).

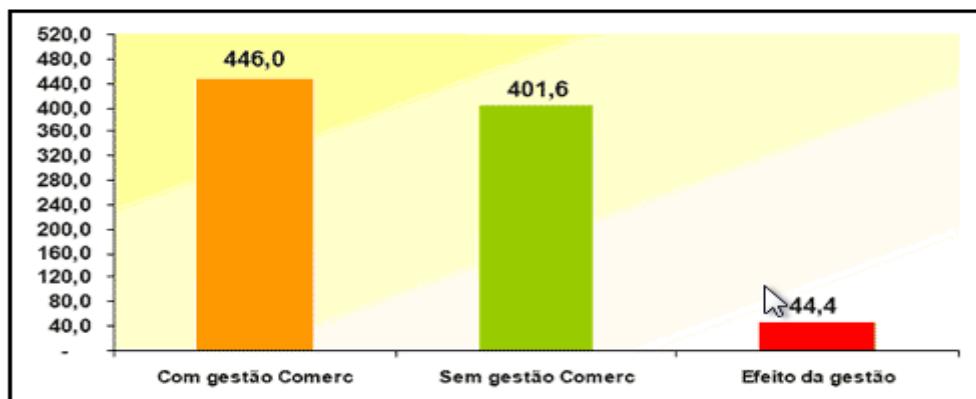
à possibilidade de as comercializadoras utilizarem mecanismos de compra que permitem o aumento de ganhos - como comprar energia no mercado de curto prazo quando o preço estiver inferior ao do contrato de longo prazo estabelecido com as geradoras.



**Figura 6 – Índice COMERC**

Fonte: COMERC, 2010

A Figura 7 mostra a economia feita em milhões de reais pelo mesmo grupo de clientes da Comerc, no período de janeiro de 2004 a junho de 2007.



**Figura 7 – Economia Obtida em Milhões de R\$**

Fonte: COMERC, 2010

O índice COMERC foi utilizado como forma de demonstrar as vantagens que o consumidor livre obtém quando faz a opção de migrar do mercado cativo para o mercado livre. Essa vantagem é difícil de ser quantificada pois os consumidores livres, geradores e comercializadoras não são obrigados a declarar o valor da energia negociada entre eles. Assim, não foi possível obter o valor real da energia que é comprada pelos CLs. Nem mesmo a CCEE obtém dos consumidores esses valores, a Câmara somente recebe o volume de energia negociado.

Essa falta de declaração dos valores de energia negociados no mercado livre pode ser considerada como algo em detrimento do sistema, pois a falta de transparência dessas transações pode encobrir algum caso de self dealing, com um mesmo grupo de investidores tendo participação na geração e na compra de energia pelo CL.

Com o objetivo de tentar quantificar o impacto econômico para o Sistema Elétrico quando há a migração dos consumidores livres do ACR para o ACL, vamos utilizar o Índice COMERC e os valores da tabela 3 para calcular a variação na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica. A Tabela 3 apresenta os valores da tarifa média de fornecimento para os consumidores das classes residencial e industrial para o mês de junho de 2006.

**Tabela 3 – Consumo – Receita – Tarifa Média**

Classe de Consumo	Consumo de Energia Elétrica MWh	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Fornecimento
Residencial	6.975.452	R\$ 2.088.431.201,00	49.350.421	R\$ 299,40
Industrial	6.000.163	R\$ 1.308.035.534,00	510.100	R\$ 218,00
<b>TOTAL</b>	<b>12.975.615</b>	<b>R\$ 3.396.466.735,0</b>	-	-

Fonte: ANEEL, 2007

Como o Índice COMERC indica que os consumidores livres têm uma economia média de 23% no valor das tarifas, podemos supor que o valor da Tarifa Média de Fornecimento para os CLs seria de aproximadamente R\$ 168,00 o MWh. Considerando que a ABRACE (2009) declarou que os CLs consomem 47% da energia dos consumidores industriais, podemos refazer a tabela separando os consumidores industriais em ACR e ACL.

A Tabela 4 mostra os resultados obtidos. Os consumidores considerados como industriais cativos (Industrial – ACR) correspondem a 53% do Consumo de Energia Elétrica. A Receita do Fornecimento de Energia Elétrica foi calculada multiplicando o Consumo de Energia Elétrica pela Tarifa Média de Fornecimento. Para os CLs foi considerada a Tarifa com o ganho de 23% e a Receita do Fornecimento de Energia Elétrica foi calculada utilizando a mesma forma de cálculo.

**Tabela 4 – Divisão dos Consumidores Industriais em ACR e ACL**

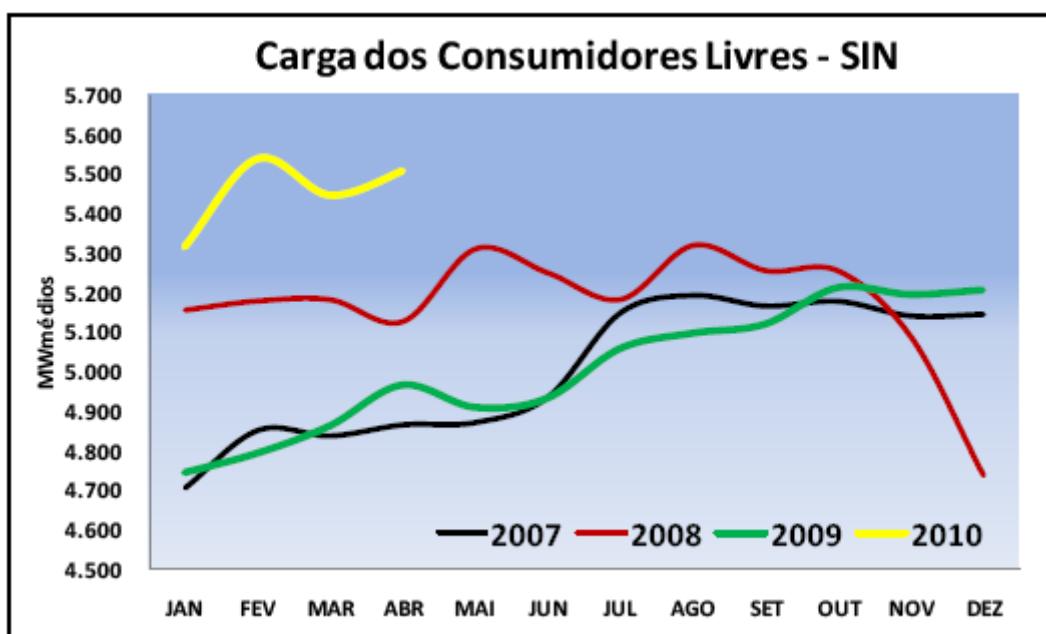
Classe de Consumo	Consumo de Energia Elétrica MWh	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Fornecimento
Residencial	6.975.452	R\$ 2.088.431.201,00	49.350.421	R\$ 299,40
Industrial – ACR	3.180.087	R\$ 693.258.833,00	-	R\$ 218,00
Industrial – ACL	2.820.076	R\$ 473.772.768,00	-	R\$ 168,00
<b>TOTAL</b>	<b>12.975.615</b>	<b>R\$ 3.255.462.802,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fonte: Elaboração Própria, 2010

Se analisarmos os valores totais da tabela, podemos constatar que o Consumo de Energia Elétrica permanece o mesmo, mas a Receita do Fornecimento de Energia Elétrica ficou R\$ 141.003.933,00 mais baixa. Fazendo as contas por ano, em média, a Receita do Fornecimento de Energia Elétrica fica R\$ 1.692.047.196,00 menor do que se os CLs permanecessem no mercado cativo. Isso significa que o consumo continua o mesmo, mas o SEB deixa de receber aproximadamente 1,7 Bi de reais dos

consumidores industriais que optaram por ser livres.

Outro valor que pode quantificar a vantagem de se migrar do mercado cativo para o mercado livre, é o aumento de carga dos CLs no Sistema Interligado Nacional, conforme mostra a figura 8. A carga desses consumidores era de 4.700 MWmédios em janeiro de 2007 e atingiu o máximo de 5.550 MWmédios em fevereiro de 2010, ou seja, um aumento de 17% em 3 anos. Vale ressaltar que a crise no mercado internacional<sup>87</sup> fez a carga dos consumidores livres ter um decréscimo acentuado a partir de outubro de 2008, voltando ao seu patamar anterior no somente início de 2010, conforme mostra a figura abaixo.



**Figura 8 – Carga dos Consumidores Livres Conectados ao SIN (MWmédios)**

Fonte: ONS, 2010

Assim, como a variação no preço da energia negociada é o principal atrativo para que os consumidores migrem do ACR para o ACL, podemos concluir que os

<sup>87</sup>

A crise internacional afetou a demanda dos consumidores livres, pois a maioria desses consumidores têm sua produção direcionada para o mercado internacional. Segundo dados do ONS (2010), 71,7% dos CLs conectados ao SIN pertencem ao setor de metalurgia, 18,5 % ao setor de produtos químicos, 6,7% ao setor de extração de minerais metálicos e os 3,1 % pertencem a outros segmentos.

consumidores livres conseguem negociar a energia a um preço bem menor do que é vendido nos contratos bilaterais do mercado cativo, quando há excedente de energia. De certo modo, os consumidores livres são os maiores beneficiados de eventuais sobras de energia elétrica na indústria.

#### **5.4. *Consumidores Cativos***

Para o consumidor cativo a concessionária distribuidora de energia é a fornecedora compulsória, com tarifa regulada, isonômica para uma mesma classe (A1, A2, A3 e A4<sup>88</sup>). O preço é o resultante de um mix de contratos de longo prazo, com contratação de até 103% da carga e repasse de riscos de diferenças de preço entre submercados, do adicional de geração térmica quando despachada e do efeito da variação cambial nas tarifas de Itaipu. Para o mercado cativo o sinal de preço é amortecido pelo mix tarifário e defasado em até um ano, para a data do reajuste ou revisão tarifária subsequente, quando é realizado um encontro de contas entre consumidores e distribuidoras.

A verificação da cobertura contratual é realizada na contabilização do mês de janeiro de cada ano, com base nos dados de consumo e contratos de compra do ano anterior. A não comprovação de cobertura do consumo sujeita o agente ao pagamento de penalidades. A apuração das penalidades é realizada com base em um horizonte de 12 meses e as receitas resultantes da aplicação das penalidades são revertidas à modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O mercado livre permite aos consumidores negociar energia diretamente com geradores e comercializadores em busca de melhores preços e condições contratuais flexíveis, que atendam suas necessidades. Por outro lado, os consumidores cativos não podem gerenciar as incertezas presentes na tarifa, tais como a variação cambial,

---

<sup>88</sup> Os grandes clientes da Classe A são assim definidos: A1 = igual ou superior a 230kV | A2 = 88kV a 138kV | A3 = 69kV | A3a = 30 a 44kV | A4 = 2,4 a 25kV.

o despacho das termelétricas contratadas por disponibilidade e renovação dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs)<sup>89</sup> de energia existente.

A migração de consumidores do mercado cativo para o ambiente de contratação livre causa impactos sobre o preço da energia comercializada na condição de contratação regulada dos consumidores que permanecem cativos à distribuidora. A saída desses consumidores altera a carteira de contratos de energia da distribuidora e afeta o preço final de forma ascendente. Uma vez que a descontratação de energia é autorizada, o mecanismo de compensação de sobras e déficits - MCSD<sup>90</sup> é aplicado sobre os contratos de energia existente, cujos preços atuais são inferiores<sup>91</sup> aos dos contratos bilaterais que permanecem na carteira.

A dimensão dos impactos sobre os consumidores cativos é diferente por empresa, sendo função do montante de contratos bilaterais que compõe a carteira e do perfil de consumidores da empresa de distribuição. Consumidores cativos atendidos por concessionárias que possuem um maior volume de contratos bilaterais terão impactos mais significativos, como também serão mais afetados os consumidores que estão sob uma área de concessão na qual se encontrarem um grande número de consumidores potencialmente livres e/ou consumidores de porte significativo.

---

<sup>89</sup> A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica (SOUZA, 2008).

<sup>90</sup> O MCSD é um instrumento de mitigação de riscos que visa ajustar o volume de contratação de energia das concessionárias de distribuição de modo que elas evitem ou reduzam sua exposição a uma condição de subcontratação, que implicaria penalidades, ou a uma condição de sobrecontratação acima de 103% do seu mercado, excedendo o limite de repasse permitido pela legislação. O mecanismo opera através de reduções e/ou trocas de contratos de energia relativos a empreendimentos existentes. O mecanismo pode ser acionado pela distribuidora nos seguintes casos: (i) exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de migração para o Ambiente de Contratação Livre; (ii) quando ocorrem sobras devido a acréscimos na aquisição de energia em contratos firmados anteriormente a 16 de março de 2004; (iii) em função de outros desvios em relação ao mercado previsto (para cima ou para baixo) (SOUZA, 2008).

<sup>91</sup> Como no modelo atual a energia é comprada por meio do *pool* e negociada entre todos os geradores que querem vender e todas as distribuidoras que querem comprar, tendo um teto máximo do governo, o preço da energia é mais barato do que estava sendo vendido anteriormente, via contratos bilaterais anteriores a 2004.

SOUZA (2008) realizou uma análise numérica que demonstra como a migração de consumidores do mercado cativo para o mercado livre afeta o preço da energia para os consumidores que ficaram no mercado cativo. Para verificar os impactos tarifários o autor desenvolveu o seguinte procedimento de comparação:

- Foi inicialmente selecionada uma determinada concessionária de distribuição e um ano dentro do período de análise;
- Analisou-se a nota técnica<sup>92</sup> que define o reajuste tarifário aplicado para o período e foram identificados os elementos que compunham a definição do valor de repasse dos custos de aquisição de energia;
- A contabilização do valor de repasse foi feita supondo que os consumidores livres não tivessem migrado e os montantes de energia existente tivessem se mantido na carteira da concessionária;
- Avaliou-se a variação percentual dos custos de repasse.

Abaixo vamos analisar os resultados obtidos pelo autor para quatro empresas. Foram escolhidas 2 empresas dos mesmos submercados para efeito de comparação. Para o submercado sudeste foram escolhidas empresas pertencentes ao mesmo estado da federação (São Paulo), e as outras empresas são do nordeste.

As tabelas 5 a 8 apresentam a síntese das comparações realizadas para as quatro empresas de distribuição. As tabelas contêm três conjuntos de cálculo agrupados que expressam a composição da carteira de contratos de energia com os montantes e valores (MWh, R\$ e R\$/MWh). O primeiro conjunto apresenta os valores praticados pela agência reguladora, o segundo conjunto considera as reduções praticadas apenas para o período de referência, e o terceiro conjunto reflete as reduções ocorridas desde o início da aplicação do MCSD (ano de 2005). Para as empresas de São Paulo os períodos considerados foram os anos de 2006 a 2007 e

<sup>92</sup> A ANEEL publica notas técnicas, que definem os índices de reajuste ou revisão tarifária, nas quais são apresentadas um conjunto das planilhas demonstrativas dos cálculos de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica por distribuidora.

para o Nordeste os anos de 2007 a 2008 e 2008 a 2009, isso porque algumas concessionárias passaram por revisão tarifária.<sup>93</sup>

**Tabela 5 – Concessionária Bandeirante**

Bandeirantes (2006 a 2007)									
Montantes considerados para definição do repasse dos custos com aquisição de energia				Valores a contabilizar se não houvesse ocorrido reduções nos contratos de energia existente para o ano corrente			Valores considerando o que foi efetivamente adquirido nos leilões de energia existente		
	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh
Contratos Bilaterais	2266750	277017768,6	122,21	2266750	277017768,58	122,21	2266750	277017768,58	122,21
Leilão de Energia Nova	0	0	0,00	170647	0,00	0,00	0	0,00	0,00
ITAIPIU	4040399	334277501,7	82,73	4040399	334277501,66	82,73	4040399	334277501,66	82,73
Leilões CCEAR	2699707	186019187,5	68,90	3066264	211276237,77	68,90	5659105	385611414,70	68,14
Total	9006856	797314457,8	88,52	9544060	822571508,01	86,19	11966254	996906684,94	83,31
Variação percentual na tarifa final				2,71%			6,26%		

Fonte: SOUZA, 2008

**Tabela 6 – Concessionária Eletropaulo**

Eletropaulo (2006 a 2007)									
Montantes considerados para definição do repasse dos custos com aquisição de energia				Valores a contabilizar se não houvesse ocorrido reduções nos contratos de energia existente para o ano corrente			Valores considerando o que foi efetivamente adquirido nos leilões de energia existente		
	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh
Contratos Bilaterais	11829722	1491501842,51	126,08	11829722	1491501842,51	126,08	11829722	1491501842,51	126,08
Leilão de Energia Nova	0	0	0,00	170647	0,00	0,00	0	0,00	0,00
ITAIPIU	12289400	1076300730,63	87,58	12289400	1076300730,63	87,58	12289400	1076300730,63	87,58
Leilões CCEAR	13123305	868171492,40	66,15	14056156	929884197,00	66,15	16575402	1094473794,06	66,03
Total	37242427	3435974066	92,26	38345925	3497686770,14	91,21	40694524	3662276367,20	89,99
Variação percentual na tarifa final				1,15%			2,52%		

Fonte: SOUZA, 2008

<sup>93</sup> Cabe ressaltar que cada empresa de distribuição possui uma data própria para seu reajuste tarifário conforme a data de assinatura de seu contrato de concessão.

**Tabela 7 – Concessionária COELCE**

COELCE (2008 a 2009)									
Montantes considerados para definição do repasse dos custos com aquisição de energia			Valores a contabilizar se não houvesse ocorrido reduções nos contratos de energia existente para o ano corrente			Valores considerando o que foi efetivamente adquirido nos leilões de energia existente			
	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh
Contratos Bilaterais	2800430	428595517,6	153,05	2800430	428595517,62	153,05	2800430	428595517,62	153,05
Leilão de Energia Nova	318493	45992908,47	144,41	318493	45992908,47	144,41	318493	45992908,47	144,41
ITAIPIU	0	0	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Leilões CCEAR	4539753	334837668	73,76	4897034	361189572,36	73,76	5674350	418521915,49	73,76
Proinfa	143056			143056			143056		
Total	7801732	809426094,1	103,75	8159013	835777998,45	102,44	8936329	893110341,58	99,94
Variação percentual na tarifa final			→	1,28%			3,81%		

Fonte: SOUZA, 2008

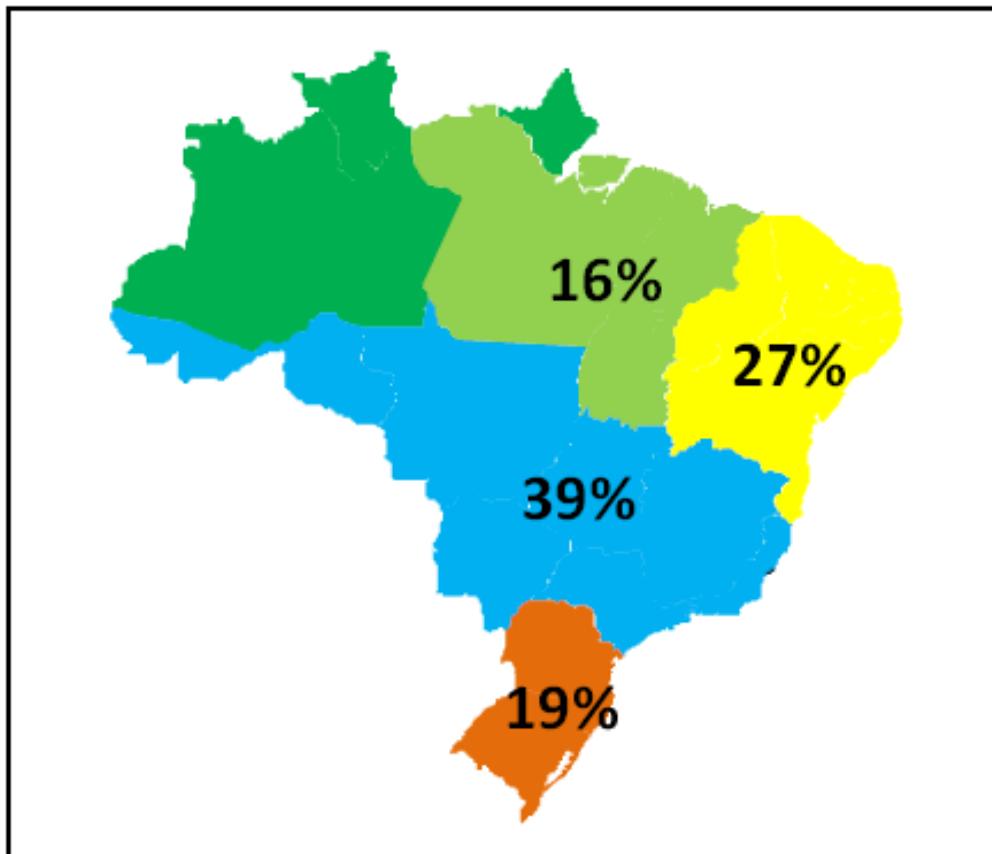
**Tabela 8 – Concessionária CELPE**

CELPE (2007 A 2008)									
Montantes considerados para definição do repasse dos custos com aquisição de energia			Valores a contabilizar se não houvesse ocorrido reduções nos contratos de energia existente para o ano corrente			Valores considerando o que foi efetivamente adquirido nos leilões de energia existente			
	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh	MWh	R\$	R\$/MWh
Contratos Bilaterais	5210979	558382381	107,15	5210979	558382381,02	107,15	5210979	558382381,02	107,15
Leilão de Energia Nova	59607	7745896	129,95	59607	7745896,00	129,95	59607	7745896,00	129,95
ITAIPIU	0	0	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Leilões CCEAR	4681445	333659608,4	71,27	4786782	341167269,47	71,27	5986750	425897395,00	71,14
Proinfa	107563			107563			107563		
Total	10059594	899787885,5	89,45	10164931	907295546,49	89,26	11364899	992025672,02	87,29
Variação percentual na tarifa final			↑	0,21%			2,47%		

Fonte: SOUZA, 2008

Os valores encontrados nas comparações mostram que a migração de consumidores provocou impactos sobre as tarifas que variaram de 2,47% a 6,26%. A análise apresentada pode ser aplicada para todo o conjunto de empresas de distribuição com impactos variáveis que dependem da composição das carteiras e do fluxo de clientes livres das empresas. Conforme mostra a figura 9, esse impacto tende

a ser maior nas concessionárias da região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada a maioria dos consumidores livres conectados ao SIN.



**Figura 9 – Quantidade % de CL's Conectados na Rede Básica por Subsistema**

Fonte: ONS, 2010

No capítulo 2 (item 2.3) foi questionado se todos os consumidores ganham porque a competição no mercado força o preço para baixo, ou se alguns ganham à custa dos outros, em função do perfil substancialmente diferente entre os consumidores. SIOSHANSI (2001) afirmava que a indicação inicial é que os consumidores industriais tendem a se sair melhor, pois podem defender-se.

Podemos concluir que realmente os consumidores livres tendem a se sair melhor do que os cativos. Conforme demonstrado no item C acima, os CLs tem um ganho de até 23% no custo da energia, enquanto os consumidores cativos podem

pagar até 6% a mais na sua conta de luz em função da migração de consumidores do mercado regulado para o livre.

Isto é mais válido para o caso de excedente de oferta de energia elétrica. Contudo, mesmo no caso de um mercado apertado, se os consumidores livres dispuserem de energia contratada por meio de contatos bilaterais de longo prazo, eles poderão passar por um período de pouca oferta de energia e, consequentemente, preços elevados, sem ter aumento em suas contas de energia. Por outro lado, se esses consumidores estiverem comprando energia no mercado de curto prazo, ficarão sujeito a um preço mais alto da energia e poderão pagar mais caro por ela. Dependerá de como os CLs gerenciam seu risco.

Segue abaixo a Tabela 9 que apresenta um resumo das vantagens e desvantagens que a presença dos consumidores livres no Setor Elétrico Brasileiro acarreta para os agentes do setor.

**Tabela 9 – Análise da Influência dos CLs sobre os Agentes do SEB**

Agente do SEB	Vantagens	Desvantagens
Geradores	Presença dos CLs no modelo atual agrega vantagem para os geradores, que tem mais uma opção de venda da energia não comprada pelas distribuidoras e não ficam expostos ao mercado de curto prazo.	-
Distribuidoras	-	Distribuidoras demonstram fragilidade em função da presença dos CLs no SEB pois fazem reforços nos seus sistemas de transmissão para atender aos consumidores e quando eles migram para o ACL a distribuidora fica com o sistema sobredimensionado.
CL	De acordo com o Índice Comerc os CLs têm economizado 23% em despesas com energia elétrica.	-
Consumidores Cativos	-	A análise numérica demonstra que com a migração de consumidores do ACR para o ACL, o preço da energia para os consumidores que ficaram no mercado cativo aumentaram de 2,47% a 6,26%.
Sociedade	-	Fazendo cálculos com dados da ANEEL sobre o Consumo de Energia Elétrica e a Receita do Fornecimento de Energia Elétrica e utilizando o ganho da tarifa do Índice COMERC, podemos constatar que o Consumo de Energia Elétrica permanece o mesmo, mas a Receita do Fornecimento de Energia Elétrica ficou R\$ 141.003.933,00 mais baixa com a parcela de CLs referentes a 47% dos consumidores industriais. Isso significa que o consumo continua o mesmo, mas o SEB deixa de receber aproximadamente R\$ 1,7 Bi por ano dos consumidores industriais que optaram por ser livres.

Fonte: Elaboração Própria, 2010

## **5.5. Sociedade, consumidores livres e geração distribuída**

A energia elétrica proporciona à sociedade trabalho, produtividade e desenvolvimento, e aos seus cidadãos conforto, comodidade, bem-estar e praticidade, o que torna a sociedade moderna cada vez mais dependente de seu fornecimento e mais suscetível às falhas do sistema elétrico. Em contrapartida esta dependência dos usuários vem se traduzindo em exigências por melhor qualidade de serviço e do produto, com a sociedade querendo garantia de atendimento.

Por outro lado, uma preocupação dos grandes grupos industriais, que se tornam consumidores livres, também é com garantia de atendimento e com a expansão da oferta. Uma forma de os consumidores livres trazerem benefícios para o sistema e consequentemente para a sociedade, seria com o investimento em geração distribuída.

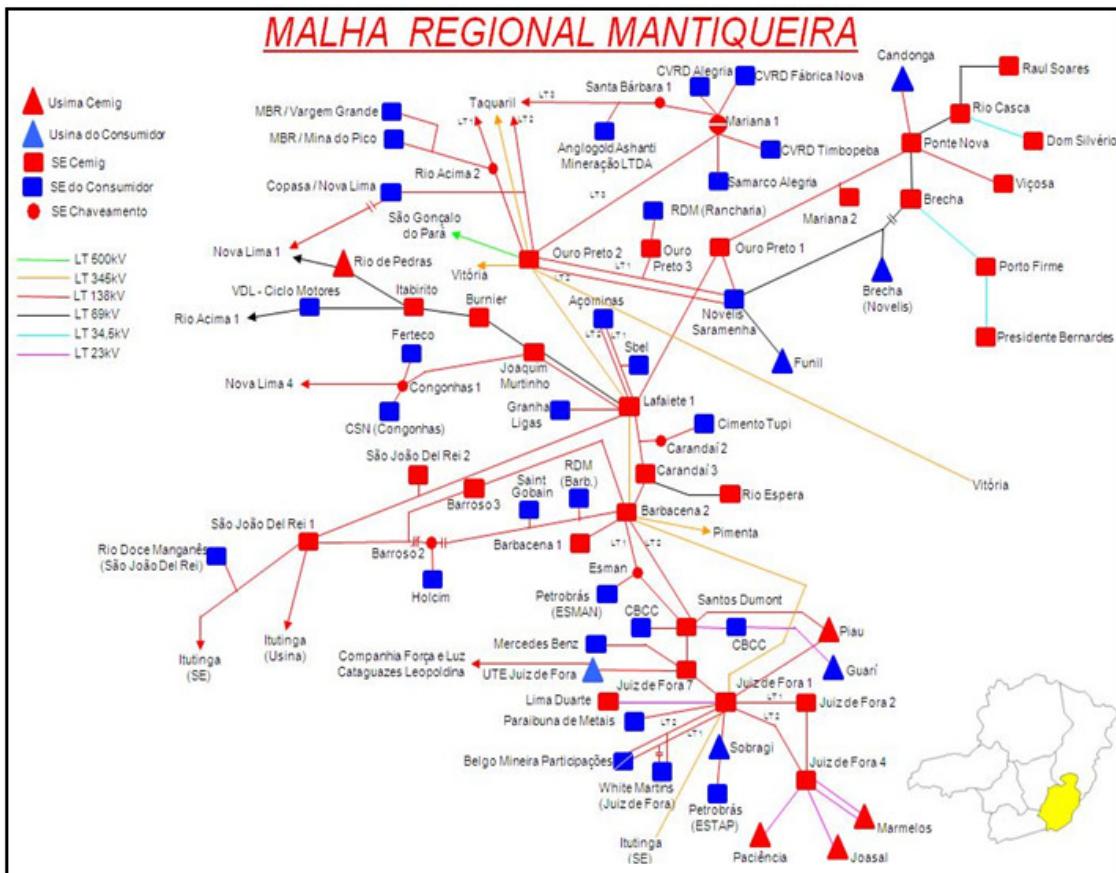
O termo Geração Distribuída (GD) é utilizado para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia ou fonte de energia utilizada. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A GD inclui: co-geradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo, geradores para operação no horário de ponta; painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas - PCH's. (INEE, 2010). No Brasil, a definição de GD é dada com geração elétrica com potência até 30MW, produzida no próprio local de consumo e/ou próxima a um centro de carga, independentemente do porte da usina, da propriedade, da fonte de energia ou da tecnologia empregada.

A GD possibilita a auto-geração a custos menores do que os estabelecidos pelas concessionárias de eletricidade ou via comercializadores de energia. Para o sistema elétrico, a GD reduz perdas nas linhas de transmissão e distribuição,

proporciona maior estabilidade à tensão elétrica, reduz perdas reativas de potência, bem como adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão. Além disso, unidades de menor capacidade ajustam-se melhor a taxas variáveis de crescimento da demanda, reduzindo o risco associado a erros de planejamento que podem resultar em sobrecapacidade e também podem proporcionar uma boa dose de flexibilidade às oscilações de preços ao sistema elétrico (SZKLO & TOLMASQUIM, 2003)

A geração distribuída poderia ser incentivada entre os consumidores livres, com o objetivo de atender à sua necessidade de energia e também revender o excedente. Assim, quando o sistema passasse por períodos em que o mercado de curto prazo indicasse elevação de preços e o volume de contratos não fosse suficiente para atender ao mercado, os CLs estariam preparados para serem auto-produtores e ajudariam o ACR por meio da venda de sua energia excedente no mercado spot.

Tomando como exemplo a Malha Regional da Mantiqueira, região de Minas Gerais operada pela CEMIG, podemos verificar na Figura 10 que é elevado o número de consumidores industriais (representados pelos quadrados azuis) conectados na região. Em várias linhas de transmissão dessa malha temos mais de um consumidor conectado. Isso significa que esses consumidores poderiam ter facilidade para se unirem e formarem pools de G.D., visando atender o consumo próprio e a venda de energia para as distribuidoras locais.



**Figura 10 – Malha Regional da Mantiqueira - CEMIG**

Fonte: ONS, 2010

A geração distribuída permite que o gás natural seja usado em cogeração, uma tecnologia com mais elevada eficiência energética global e que permite usar, em alguns casos, menos da metade do gás natural que usaria uma central de grande porte para produzir as mesmas energias elétrica e térmica.

Por mais eficiente que seja um gerador termelétrico, a maior parte da energia contida no combustível usado para seu acionamento é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente. Trata-se de uma limitação física que independe do tipo de combustível (diesel, gás natural, carvão, etc.) ou do motor (a explosão, turbina a gás ou a vapor etc.).

Como muitas indústrias e prédios comerciais necessitam de calor (vapor ou água quente), a cogeração permite que o calor produzido na geração elétrica seja

usado no processo produtivo sob a forma de vapor. A vantagem desta solução é que o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética é, desta forma, bem mais elevada, por tornar útil até 85% da energia do combustível.

Com a entrada de mais geração distribuída, aumentaria a estabilidade do sistema elétrico em função da existência de reservas de geração distribuídas, consequentemente, exigindo menores reservas centrais, o que poderia ser visto pelo ONS como uma redução da necessidade de margem para o sistema. Também poderia ocorrer redução dos investimentos para expansão do sistema, inclusive os das concessionárias para o suprimento de ponta, dado que este passa a ser compartilhado com os consumidores livres. Outros benefícios gerais seriam decorrentes da maior eficiência energética obtida pela conjugação da geração distribuída com a geração centralizada, e das economias resultantes.

## **5.6. *Novas Opções para os Consumidores Livres no Mercado Brasileiro***

Para os consumidores livres a energia elétrica não é o negócio principal, porém, em alguns casos pode corresponder a até 40% de seu custo total de produção (ABRACE, 2008). A atuação desses consumidores no mercado livre possibilita a otimização dos processos de aquisição e uso de energia, a previsibilidade dos custos, a gestão própria do insumo e, conseqüentemente, dos riscos associados à compra de energia. O resultado é a redução dos custos e o aumento da competitividade da indústria, principalmente no mercado mundial.

O modelo de comercialização de energia do modelo atual apresenta alguns problemas que afetam diretamente aos consumidores livres. Os principais são: restrição de oferta de energia nova para o ACL, falta de confiança no modelo de

formação do PLD, que gera insegurança para negociação no mercado de curto prazo<sup>94</sup>, obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda e o consumidor livre não pode atuar como vendedor de energia.

Os leilões de energia nova são voltados para contratação de energia para atendimento da demanda futura (expansão do consumo), e por princípio são promovidos para viabilizar os novos empreendimentos. Estes leilões são convocados com antecedências de 3 e 5 anos, e a antecipação depende do tipo de usina de geração a ser construída (SOUZA, 2008). A energia comercializada nestes leilões atende somente ao mercado das distribuidoras. Se o gerador tem energia que não foi vendida nos leilões, ela poderá ser negociada com os consumidores livres por meio de contratos bilaterais ou vendida no mercado spot. Como os geradores têm garantia contratual de longo prazo<sup>95</sup> com as distribuidoras, eles não têm incentivo para negociar energia no ACL. Uma forma de solucionar esse problema seria o acesso isonômico dos CLs aos leilões de energia. Mas essa solução atenderia apenas aos CLs, não trazendo benefícios ao SEB.

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é o preço “spot” utilizado para valorar as compras e vendas no mercado de eletricidade de curto prazo. A atual forma de cálculo do PLD é derivada de modelos matemáticos criados para auxiliar na definição de despacho físico, empregados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional. As variáveis consideradas pelo modelo são as previsões hidrológicas, a demanda futura, os preços dos combustíveis, o custo do déficit, a entrada em operação de novas plantas e a disponibilidade dos sistemas de geração e transmissão. Baseado nestes dados o modelo encontra o resultado ótimo para horizonte estudado, definindo o despacho para ambos os tipos de geração,

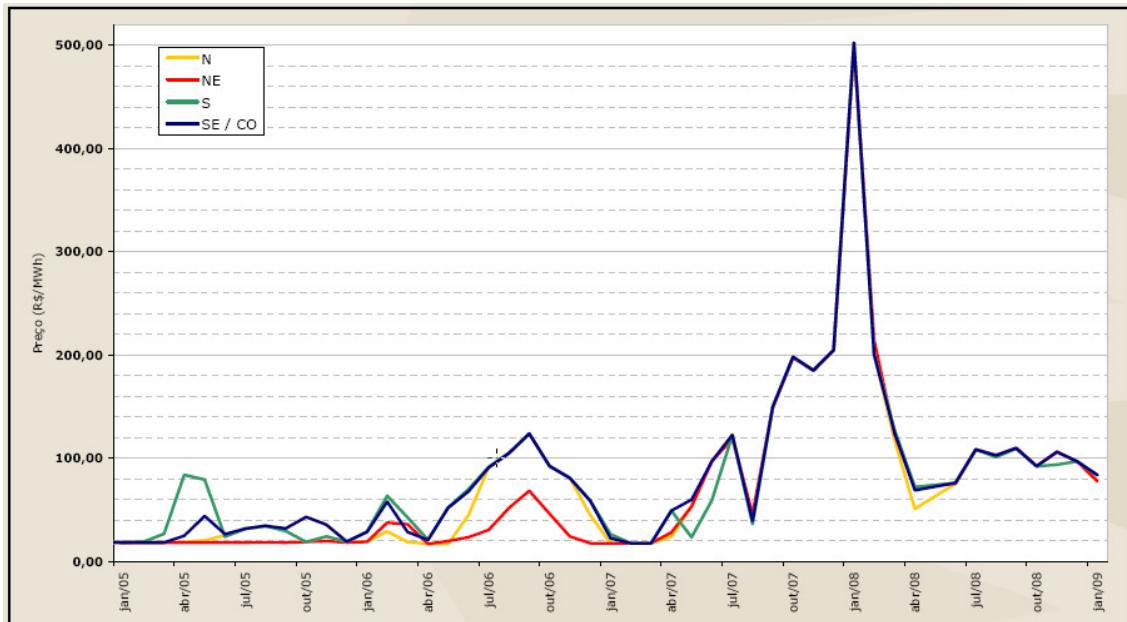
---

<sup>94</sup> As operações realizadas no mercado de curto prazo são contabilizadas pela CCEE de acordo com as Regras e Procedimentos de Comercialização e definidas por regulamentação específica, devendo as exposições dos Agentes da CCEE ser valoradas ao PLD (§4 do Art.4º da Resolução ANEEL 109, de 24 de janeiro de 2002).

<sup>95</sup> São firmados contratos de duração de 15 anos para fontes termelétricas ou de 30 anos para as hidrelétricas.

hidráulica e térmica, e para cada submercado. Como resultados são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período sob análise, para cada patamar de carga e para cada submercado. O valor do PLD é originado do custo marginal de operação e atribuído em bases semanais, porém limitado por um valor mínimo e máximo.

De acordo com a CCEE<sup>96</sup>, o cálculo do PLD é desenvolvido baseado em um despacho “ex-ante” tratando os dados que foram disponibilizados antes da real operação do sistema, levando em consideração as informações de disponibilidade de geração e o consumo previsto para o período. O processo de cálculo do PLD é realizado através dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP desenvolvidos pelo CEPEL. A figura 6 mostra a evolução do PLD, baseada nos preços do MWh contabilizados pela CCEE.



**Figura 6 – Evolução do PLD em R\$/MWh**

Fonte: Elaboração Própria – Dados da CCEE, 2010

Nos últimos anos a variação do PLD foi muito alta, sendo que a volatilidade dos preços e os conseqüentes impactos econômicos podem evidenciar a necessidade de revisão do atual modelo de formação de preços. Segundo a ABRACE (2009), deve-se buscar um novo mecanismo para a formação de preço que incorpore o conhecimento, informação e avaliações disseminados entre os agentes do Setor Elétrico ao processo de otimização da operação e formação dos preços. O novo mecanismo baseado na relação mercadológica seria desvinculado do custo marginal de operação e poderia se tornar menos susceptível a variações de curto prazo e mais adequado à sinalização da expansão da oferta para o ACR e o ACL.

Outra questão que afeta os consumidores livres é a obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda. Segundo as associações de consumidores livres, como a ABRACE (2009) e ABRACEEL (2008), isso acarreta uma ausência de instrumentos que permitam o fluxo de recursos do mercado. Além disso, o consumidor livre não pode atuar como vendedor, impossibilitando a venda de excedentes contratuais pelos CLs, bem como a participação desses agentes em novos investimentos de geração.

O atual modelo do setor elétrico e as condições de comercialização de energia criam um ambiente favorável para a formação de um mercado futuro:

- i. A oscilação dos preços da energia gera um risco do qual os agentes querem se proteger;
- ii. A existência da atual possibilidade de compra e venda no mercado livre permite transferir aos mercados futuros a transparência da formação de preços;
- iii. O grande número de agentes de geração e de consumidores garante que nenhum participante, individualmente, determine os preços no mercado;

iv. A necessidade de atrair investimento desses e de novos agentes que desejem assumir um risco com oportunidade de retorno.

Uma alternativa para que o consumidor livre assuma um papel mais dinâmico no setor elétrico seria a comercialização de certificados de energia. O objetivo é criar um modelo para comercialização que permita maior liquidez no mercado livre, com uma alternativa adicional para obtenção de financiamento, incentivando a expansão da geração e a sustentabilidade desse mercado.

Os certificados consistiriam no direito de uso da energia por parte de seu portador, tendo validade (mês/ano) para liquidação física e financeira e só teriam validade naquela data e se registrados como lastro contratual. Esses certificados seriam aplicados em todas garantias físicas do sistema (existentes e novas) e seriam respeitados os prazos de vencimentos dos contratos de concessão e autorizações. Poderia haver a possibilidade de diferenciação por fonte (térmicas, hidráulicas, energia alternativa).

A negociação seria realizada na forma de mercado futuro, com as partes assumindo o compromisso de compra e venda que resultassem no direito de uso de uma quantidade de energia por preço pré-determinado, na forma de contratos padronizados para liquidação (física e financeira) em data futura. Essa forma de negociação seria um instrumento para gestão do risco de preço, propiciando ao gerador e consumidor proteção contra variações desfavoráveis nos preços de energia.

Uma premissa dessa forma de comercialização seria permitir que todos os agentes do ACL comercializassem os certificados, tanto na compra quanto na venda, incluindo os consumidores livres. A obrigação legalmente exigível de fornecimento de energia e respectivo pagamento gerariam garantia de receita ao agente gerador de forma a que possam cumprir com seus compromissos junto aos financiadores e mitigaria a exposição do consumidor livre à volatilidade do preço de liquidação das

diferenças.

Após a criação desse mercado futuro a compra antecipada da energia seria um incentivo para a expansão da oferta, com o ACL passando a compartilhar a responsabilidade sobre a expansão da oferta no setor elétrico nacional, através de ferramentas de mercado que atrairão novos investidores para novas concessões de geração e fornecimento de energia para o ACL sob a forma de certificados. Isso implicaria em benefício para o setor elétrico como um todo, incluindo os consumidores cativos do ACR, pois seria uma forma de fomento à contratação de energia de longo prazo, implicando na expansão da geração.

Além disso, o consumidor livre traria mais liquidez, necessária no mercado para sair da posição de agente do final da cadeia de comercialização e assumir um papel dinâmico ao passar a comprar, trocar e revender a parcela de garantia física de empreendimento na forma de certificados de energia.

Em Março de 2010 o Ministério de Minas e Energia colocou em consulta pública uma portaria com diretrizes para regular a venda de excedentes de energia. O governo quer tornar o consumo de energia mais eficiente e permitir que os consumidores tenham flexibilidade para firmar contratos de mais longo prazo, podendo, inclusive, vender a energia comprada. Com isso, poderá no futuro reduzir o uso de usinas térmicas.

Pela portaria em debate, os grandes consumidores poderão revender energia já adquirida, mas com restrições conforme o prazo dos contratos. Aqueles com duração inferior a dois anos têm limite de venda de até 10% do contratado. Contratos entre dois e cinco anos têm teto de revenda de 20%, e os de cinco a dez anos, até 50%. Os contratos com mais de dez anos não têm teto para revenda.

O governo, dessa forma, também estimula os consumidores a fechar acordos de prazo mais longo com as geradoras, colaborando para a estabilidade do mercado

aberto de energia no longo prazo. Restringe, porém, com os escalonamentos propostos, a possibilidade de as empresas fazerem planejamento de curto prazo. Com a imposição de limites, pretende-se evitar que os CLs especulem com a energia já comprada.

## **6. Conclusão**

Esta dissertação objetivou investigar o papel do consumidor livre diante do atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro, fazendo um levantamento dos benefícios que tais consumidores usufruem e dos riscos a que estão expostos na frente à geração de eletricidade no Brasil.

O setor elétrico brasileiro possui características muito particulares, que o distinguem de seus pares no mundo. Entre outras, pode-se dizer que as principais diferenças estão na importância da geração hidráulica, que impõe uma necessidade de coordenação dos fluxos de energia gerados em centrais elétricas fisicamente dependentes das condições das bacias hidrográficas; na diversidade regional, forçando a constituição de dois grandes sistemas interligados e a manutenção dos chamados sistemas isolados, especialmente na região Norte do país; e na existência de um grande número de empresas com direitos de propriedade repartidos entre o governo federal e os governos estaduais.

Uma das motivações para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, foi a perda progressiva da capacidade de investimento em infra-estrutura do Estado brasileiro, o que acabou por comprometer a qualidade, a expansão e a modernização dos serviços públicos. O principal argumento para a primeira reforma do setor foi que a entrada de capitais privados poderia equacionar o problema do déficit fiscal, atrair investimentos e tornar as empresas energéticas mais eficientes permitindo, então, a expansão do sistema elétrico (ROXO,2005).

Nesse contexto, tal como ocorreu no Reino Unido, a reestruturação do setor pautou-se na mudança do modo de organização industrial, via introdução de pressões competitivas, através da presença de diversos agentes operando no mercado, da desverticalização das atividades e da privatização dos ativos. Assim, a possibilidade

de atrair capitais privados foi o motor das reformas setoriais.

Tal como no modelo britânico, nessa primeira reforma do SEB o consumidor livre exerceu o papel de incentivador da competição entre os geradores.

TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS (2002) concluíram que o modelo procurou instaurar a competição na geração e na comercialização e garantir o livre acesso na transmissão e distribuição. No entanto, as características do setor elétrico brasileiro, especificamente a base hidráulica e o funcionamento interligado e coordenado, tornam ineficaz a introdução da competição nos padrões britânicos. Além disso, existem complicadores como a dimensão continental, as diversidades regionais, o grande potencial de crescimento do mercado e a pouca tradição regulatória das instituições brasileiras.

Em virtude dos problemas enfrentados por esse modelo, em 2003 foi elaborada uma nova proposta de estruturação para o setor elétrico brasileiro. Os principais objetivos da criação do modelo atual, segundo o MME (2003), foram garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária, assegurar a estabilidade do marco regulatório e promover a inserção social por meio do setor elétrico.

No que tange aos consumidores livres, as principais alterações do novo marco regulatório incidiram na forma de comercialização de energia. Foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres. O modelo estabeleceu a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões (observado o critério de menor tarifa), com o objetivo de reduzir o custo de aquisição da energia elétrica a ser

repassada para a tarifa dos consumidores cativos (SOUZA, 2008).

Com essas alterações em relação ao modelo instituído na primeira reforma, o padrão atual passou a ser diferente do modelo inglês no qual foi baseado e o consumidor livre deixou de exercer o papel de incentivador da competição entre os geradores.

Assim, o papel do consumidor livre atualmente parece apenas o beneficiar, em detrimento do consumidor cativo, sobretudo quando há excedentes elétricos. Mas, mesmo em um cenário com déficit de oferta, se os consumidores livres dispuserem de energia contratada por meio de contatos bilaterais de longo prazo, eles poderão atravessar um período de pouca oferta e, consequentemente, de preços elevados, sem ter aumento em suas contas de energia. Por outro lado, se esses consumidores estiverem comprando energia no mercado de curto prazo, ficarão sujeito a preços mais altos.

Se analisarmos os valores apresentados pela ANEEL para o Consumo de Energia Elétrica e para Receita do Fornecimento de Energia Elétrica e utilizando o ganho da tarifa do Índice COMERC, constatamos que o Consumo de Energia Elétrica permaneceu o mesmo, mas a Receita do Fornecimento de Energia Elétrica ficou R\$141.003.933,00 mais baixa. Fazendo as contas por ano, em média, a Receita do Fornecimento de Energia Elétrica fica R\$ 1.692.047.196,00 menor do que se os CLs permanecessem no mercado cativo. Isso significa que o consumo continua o mesmo, mas o SEB deixa de receber aproximadamente 1,7 Bi de reais dos consumidores industriais que optaram por ser livres, implicando em um ganho para os CLs em detrimento dos outros agentes da indústria de energia elétrica do Brasil.

Outro problema encontrado foi a falta de declaração dos valores de energia negociados no mercado livre. Isso pode ser considerado como algo em detrimento do sistema, pois a falta de transparência dessas transações pode encobrir algum caso de

self dealing. Essa questão pode tentar ser resolvida pelo regulador quando for regulado o mercado de excedente de energia.

O papel do consumidor livre poderia ser repensado, garantindo a manutenção do ACL, mas possibilitando que o consumidor livre tivesse uma atuação coerente com o novo marco regulatório do SEB, participando da expansão do sistema elétrico brasileiro. Neste caso, dois papéis podem ser relevantes: a geração distribuída (GD) e a comercialização de certificados de energia.

A geração distribuída poderia ser incentivada entre os consumidores livres, com o objetivo de atender sua necessidade de energia e também revender o excedente. Essa seria uma forma dos CL trazerem benefícios para o sistema e, consequentemente, para a sociedade.

A outra alternativa para que o consumidor livre assumisse um papel mais dinâmico no setor elétrico seria a comercialização de certificados de energia. Com um modelo de comercialização que permitisse maior liquidez no mercado livre, haveria um incentivo adicional para obtenção de financiamento, promovendo a expansão da geração e a sustentabilidade do mercado livre.

Uma sugestão para estudo futuro seria o dimensionamento da capacidade de geração distribuída pelos consumidores livres. Além disso, poderia ser feito um estudo para dimensionar o mercado de comercialização de certificados de energia, tentando aplicar em um caso prático a teoria aqui exposta, sobre a negociação desses certificados na forma de mercado futuro.

## **7. Referências Bibliográficas**

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres, 2008, “Certificados de Energia”. In: *Fórum ABRACEEL - O Novo Ciclo do Mercado Livre de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, MG, Brasil, 16 de outubro.

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica – ABRACEEL, 2009, “Riscos e Oportunidades no Mercado de Livre”. In: *10º Encontro Internacional de Energia e Mudanças Climáticas*. Volume 1, 28 páginas, São Paulo, SP, Brasil, 06 de outubro.

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica – ABRACEEL, 2006. *Quem pode ser Consumidor Livre*. Disponível em <<http://www.abraceel.com.br/consumidor-livre/>>. Acesso em: 10 de março de 2009.

ALMEIDA, E., PINTO Jr., H., 2005, “Reform in Brazilian electricity industry: the search for a new model”. *Global Energy Issues*, v. X, pp. 1-19.

ALMEIDA, A., 2007. *Livre Mercado de Energia Elétrica Brasileiro – Parte II*. Disponível em: <[www.administradores.com.br/artigos/](http://www.administradores.com.br/artigos/)>. Acesso em: 29 de julho de 2009.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010. *Capacidade de Geração do Brasil – Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasilsil.asp>>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2010.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007, “Consumidores, Consmo, Receita, Tarifa Média – Classe de Consumo”. Disponível em:

<[http://rad.aneel.gov.br/ReportServerSAD?%2fSAD\\_REPORTS%2fConsumidoresConsumoReceitaTarifaMedia-ClasseConsumo&rs:Command=Render](http://http://rad.aneel.gov.br/ReportServerSAD?%2fSAD_REPORTS%2fConsumidoresConsumoReceitaTarifaMedia-ClasseConsumo&rs:Command=Render)>. Acesso em: 13 de abril de 2010.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008, “Estrutura Tarifária de Transmissão”. In: *Curso de Formação para Especialistas em Regulação de Energia*. 1, 48 páginas, Brasília, março de 2008.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Decreto n. 5.597, de 28 de novembro de 2005. Diário Oficial da União, Brasília, 29 de novembro de 2005.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010. *Informações Técnicas – Mais Energia Elétrica*. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/60.htm>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2010.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008. *Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão*. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/area.cfm?idArea=97>> Acesso em: 10 de maio de 2009.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009. *Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição*. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/area.cfm?idArea=96>> Acesso em: 15 de maio de 2009.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Disponível em <[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)>. Acesso em: 19 de julho de 2009.

CAMINADA & RAMOS, 2009, “Estratégia de contratação de consumidores livres: uma análise balizada pela formação de preços no mercado cativo”. *CIGRÉ - Conference Internationale des Grandes Réseaux Électriques*, Puerto Iguazú – Argentina, 24 de maio.

CARNEIRO, C., 2006, *Os Leilões de Longo Prazo do Novo Mercado Elétrico Brasileiro*. Dissertação de M.Sc. Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CASTRO, R., 2004, *Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil*. Tese de D.Sc, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.

CHAO, H., 2006, “Global electricity transformation: The critical need for integrated market design and risk management research”, *Energy*, vol. 31, nº. 6-7, pp. 923-939.

COMERC, 2010, *Índice COMERC*. Disponível em:

<[http://www.comerc.com.br/web/page\\_gestao/indiceomerc.asp](http://www.comerc.com.br/web/page_gestao/indiceomerc.asp)>. Acesso em: 02 de março de 2010.

CORREIA, T. et al, 2006, “Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado”. *Revista Economia – ANPEC*, vol. 7, nº 3, p. 607-627, julho.

COSTA, J. P., 2007, *Árvore reduzida de cenários para o planejamento da operação de curto prazo*. Tese de D.Sc. COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

DOUCET, J., HEYES, A., 1997, "Restructuring of Ontario's electricity supply system: an analysis of the proposals". *Utilities Policy*, vol. 6, nº 4, p. 271-281, dezembro.

ELETROBRÁS, 2006, *História da Eletrobrás*. Disponível em:  
[http://www.eletrobras.gov.br/Em\\_Biblioteca\\_40anos](http://www.eletrobras.gov.br/Em_Biblioteca_40anos). Acesso em: 09 de novembro de 2009.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007 – *Plano Nacional de Energia 2030*. Disponível:  
[http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano%20Nacional%20de%20Energia%20%E2%80%93%20PNE/Estudos\\_12.aspx?CategoriaID=346](http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano%20Nacional%20de%20Energia%20%E2%80%93%20PNE/Estudos_12.aspx?CategoriaID=346). Acesso em: 05 de novembro de 2009.

FERREIRA, C., 2000, "Privatização do Setor Elétrico no Brasil", in: A Privatização no Brasil: Privatização do Setor Elétrico no Brasil, org. PINHEIRO, A., FUKASAKU, K.. Rio de Janeiro, BNDES, pp. 180-220.

GIBERSON, M. KIESLING, L., 2004, "Analyzing the Blackout Report's Recommendations: Alternatives for a Flexible, Dynamic Grid", *The Electricity Journal*, vol.17, nº.6, pp. 51-59, julho.

GOMES, F. B., LEAL, C., 1999, *A privatização e a nova regulação do setor elétrico*. 1ª ed., Rio de Janeiro, BNDES.

GOMES, A. et al, 2002, *BNDES 50 anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico*. 1a. ed., Rio de Janeiro: BNDES, pp. 180-220.

GREEN, R., 1999, "Draining the Pool: the reform of electricity trading in England and Wales", *Energy Policy*, vol. 27, nº 9, pp. 515-525, setembro.

GREEN, R., 2005, *Market power mitigation in the UK power market*, 1a. ed, Institute for Energy Research and Policy, University of Birmingham, Birmingham.

GREEN, R., 2006, "Electricity liberalisation in Europe—how competitive will it be?" *Energy Policy*, vol. 34, nº 9, pp. 2532-2541, junho.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, 2010, *O que é Geração Distribuída?* Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>. Acesso em: 10 de janeiro de 2010.

JOSKOW, P., 2003, *Electricity Sector Restructuring And Competiton: Lessons Learned*, 1a. ed., Cambridge, Center for Energy and Environmental Policy Research, pp. 1-15.

JOSKOW, P., TIROLE, J., 2000, "Transmissionights and market power on electric power networks". *RAND Journal of Economics*, vol. 31, nº 3, pp. 450-487.

KUNNEKE, R., 1999, "Electricity Networks: how natural is the monopoly?", *Utilities Policy*, vol. 8, pp. 99-108 .

LANDI, M., 2006, *Energia Elétrica e Políticas Públicas: a Experiência do Setor Elétrico Brasileiro de 1934 a 2005*. Tese de D.Sc – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.

LEITE, D., 1997, *A Energia do Brasil*, 1<sup>a</sup> ed., Rio de Janeiro, Elsevier, p. 591.

LITTLECHILD, S., 2000, *Privatization, Competition and Regulation in the British Electricity Industry, with Implications for Developing Countries*. Report 226/00 - Energy, Mining and Telecommunication Departments - The World Bank

LITTLECHILD, S., 2006, "The Market versus Regulation", In: *Electricity Market Reform: An International Perspective*, org. SIOSHANSI, F., PFAFFENBERGER, W., 1<sup>a</sup> ed., London, Elsevier, pp. xvii-xxix.

LOUREIRO, P. G., 2009, *Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma Nova Metodologia*, Dissertação de M.Sc., COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MME - *Ministério de Minas e Energia, 2003, Modelo Institucional do Setor Elétrico*, Disponível em: <[http://ucel.eln.gov.br/gse doc/Modelo Energia.pdf](http://ucel.eln.gov.br/gse/doc/Modelo_Energia.pdf)>. Acesso em 10 de abril de 2009.

MME - Ministério de Minas e Energia, 2006, *Apresentação do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica - PDEE 2006 – 2015*. Disponível em: <[http://www.labeee.ufsc.br/arquivos/publicacoes/PDEE-2006-2015\\_apresentacao.pdf](http://www.labeee.ufsc.br/arquivos/publicacoes/PDEE-2006-2015_apresentacao.pdf)>. Acesso em: 06 de novembro de 2009.

MME - Ministério de Minas e Energia, Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Diário Oficial da União, Brasília, 14 fev. 1995.

MME - Ministério de Minas e Energia, Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995. Diário Oficial da União, Brasília, 8 jul. 1995.

MME - Ministério de Minas e Energia, Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Diário Oficial da União, Brasília, 17 dez. 1996.

MME - Ministério de Minas e Energia, Lei n. 9.648 de 27 de maio de 1998. Diário Oficial da União, Brasília, 28 mai. 1998.

MME - Ministério de Minas e Energia, Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, 16 mar. 2004.

MME - Ministério de Minas e Energia, Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, 16 mar. 2004.

MME - Ministério de Minas e Energia, Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, 30 jul. 2004.

MME - Ministério de Minas e Energia, *Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro*.  
Brasília, jun. 2005. Disponível em: <<http://pnrh.cnrh-srh.gov.br/pag/documentos/PPT/ofusuarios/MME-Planejamento-Iran.ppt>>. Acesso em: 07 de outubro de 2009.

MENDONÇA, A., DAHL, C., 1999, "The Brazilian Electrical System Reform", *Energy Policy*, vol. 27, nº 2, pp. 73-83, fevereiro.

MIDTTUN, A., THOMAS, S., 1998, "Theoretical ambiguity and the weight of historical heritage: a comparative study of the British and Norwegian electricity liberalisation", *Energy Policy*, vol.26, nº 3, pp. 179-197, fevereiro.

NEWBERY, D., 1994, *Regulatory policies and reform in the electricity supply industry*. Cambridge: Department of Applied Economics/University of Cambridge, DAE Working Paper n. 9421.

NEWBERY, D., 2001, "Economic reform in Europe: Integrating and liberalizing the market for service", *Utilities Policy*, vol. 10, pp. 85-97, setembro.

NEWBERY, D., 2004, "Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design". In: *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Elsevier, pp.109-143.

OPSI – OFFICE OF PUBLIC SECTOR INFORMATION, 1989 - Electricity Act 1989 – Chapter 29 - Electricity Supply. Disponível em:  
[<http://www.opsi.gov.uk/ACTS/acts1989/ukpga\\_19890029\\_en\\_2#pt1>](http://www.opsi.gov.uk/ACTS/acts1989/ukpga_19890029_en_2#pt1).  
Acesso em: 08 de agosto de 2009.

OLIVEIRA, R., 1999, *As Novas Estratégias das Empresas Privatizadas do Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação de M.Sc, COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

OLIVEIRA, R.G., TOLMASQUIM, M.T., 2004, "Regulatory performance analysis case study: Britain's electricity industry", *Energy Policy*, vol. 32, nº 11, pp. 1261-1276, julho.

OLIVEIRA, R. G., 2004. *Análise de Desempenho Regulatório: Lições da Experiência Britânica na Indústria de Eletricidade*. Tese de D.Sc, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2008, *Módulo 20 dos Procedimentos de Rede – Glossário de Termos Técnicos*. Disponível em:  
[<http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo%2020.1\\_v9.0.pdf>](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo%2020.1_v9.0.pdf). Acesso em: 10 de setembro de 2009.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2004, *Histórico da Operação – Energia Armazenada*. Disponível em:

<[http://www.ons.org.br/historico/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx)>. Acesso em: 02 de dezembro de 2008.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2009, *Módulo 3 dos Procedimentos de Rede – Submódulo 3.3 – Solicitação de Acesso*. Disponível em:

<[http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_3/Submodulo%203.3\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_3/Submodulo%203.3_Rev_1.0.pdf)>. Acesso em 01 de julho de 2008.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO 2009, *Módulo 15 dos Procedimentos de Rede – Administração de Serviços e Encargos de Transmissão*. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_15/Submodo%2015.2\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_15/Submodo%2015.2_Rev_1.0.pdf)>. Acesso em 03 de novembro de 2009.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2010, *Boletim de Carga dos Consumidores Livres na Rede Básica. Fevereiro de 2010*. Ano 2010 - nº 02.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2009, *Custos e Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, 2009, apresentação*.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2010, *Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão 2010, apresentação*.

ONS, 2010, Conheça o Sistema. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/index.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/index.aspx)>. Acesso em: 2 de fevereiro de 2010.

PEREIRA JÚNIOR, A. O., 2005, *Operação independente por subsistemas: comportamento estratégico para a geração no Sistema Elétrico Brasileiro*. Tese de D.Sc., COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PINTO JR., H. Q., 1997, *Novas modalidades e fontes de financiamento para a indústria elétrica brasileira: inovações financeiras e estratégias empresariais*, Projeto IPEA: perspectivas de reestruturação financeira e institucional dos setores de infra-estrutura.

PINTO JR., BICALHO, R. O., 2004, “Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico”, *Boletim Infopetro*, ano 5, nº 1, janeiro.

PINTO JR., H. Q., et al, 2007, *Economia da Energia*. 1<sup>a</sup> ed., Rio de Janeiro, Elsevier.

PIRES, J., 1999, *Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor elétrico brasileiro: as experiências da ANEEL e da ANP*. Rio de Janeiro, BNDES, Ensaios 11.

PIRES, J., 1999, “O processo de reformas do setor elétrico brasileiro”. *Revista do BNDES*, vol. 6, nº 12, pp. 137-168, dezembro.

PIRES, J., 2000, *Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro*, BNDES, Texto para discussão – nº 76.

PIRES, J., GIAMBIAGI, F.; SALES, A., 2002, *As perspectivas do setor elétrico após o racionamento*, BNDES, Texto para discussão – nº 97.

PIRES, J., PICCININI, M., 1998, *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*, BNDES, Texto para discussão – nº 64.

POLLITT, M., 2008, "The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks", *Energy Policy*, vol. 36 , nº. 2, pp. 704-713, fevereiro.

ROSA *et al*, 1998, *A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica*. 1<sup>a</sup> ed., Rio de Janeiro, Relume Dumará.

ROXO, L. F., 2005. *Credibilidade das Reformas: Uma Análise do Setor Elétrico Brasileiro*, Dissertação de M.Sc., IE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SERRALLÉS, R., 2006, Electric energy restructuring in the European Union: Integration, subsidiarity and the challenge of harmonization, *Energy Policy*, vol. 34, p. 2542–2551.

SIOSHANSI, F., MORGAN, 1999, C., "Where Function Follows Form: International Comparisons of Restructured Electricity Markets", *The Electricity Journal*, vol. 12, nº. 3 pp. 20-30, abril.

SIOSHANSI, F., 2001, "Competition in Liberalized European Electricity Markets", *The Electricity Journal*, vol. 14, nº. 2, pp. 73-83, março.

SIOSHANSI, F., 2006, "Electricity Market Reform: What Has the Experience Taught Us Thus Far?", *Utilities Policy*, vol. 14, pp. 63-75, junho.

SIOSHANSI, F., ALTMAN, A, 1998, "Power Marketers: Who Are They, and What Do They Do?", *The Electricity Journal*, vol. 11, nº. 10, pP. 85-91, dezembro.

SIOSHANSI, F., PFAFFENBERGER, W., 2004, "Why Restructure Electricity Markets?" In: *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Elsevier, pp. 35-47.

SOUZA, F., 2008, *Dinâmica da Gestão de Riscos no Ambiente de Contratação Regulada do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de D.Sc, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SZKLO, A. S., TOLMASQUIM, M.T., 2003, "Analysis of Brazil's cogeneration legal framework", *Energy Conversion and Management*, vol. 44, nº. 3, pp. 369-380, fevereiro.

TOLMASQUIM, M.T., OLIVEIRA, R.G., CAMPOS, A.F., 2002, *As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro*, 1<sup>a</sup> ed., Rio de Janeiro, Cenergia.

U.S DEPARTMENT OF ENERGY, 2003, *International energy outlook 2003: energy plug. Monthly Energy Review*, Washington, D.C, 22 p, May 2003. Disponível em:

[http://www.findarticles.com/p/articles/mi\\_m2744/is\\_5\\_2003/ai\\_104211737](http://www.findarticles.com/p/articles/mi_m2744/is_5_2003/ai_104211737). Acesso em: 20 janeiro 2010.

WOLFRAM, D., 1999, *Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms?* - Berkeley: University of California Energy Institute. Power Working Paper – 069). Disponível em: <<http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/pubs-pwp.html>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2010

WOO, C., Lloyd., D., Tishler, A., 2003, "Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California", *Energy Policy*, vol. 31, pp. 1103–1115, setembro.

WORLD BANK, 1993, *Tariffs and Returns of ESIs in World Bank Countries, The World Bank's Role in the Electric Power Sector*, World Bank, Washington DC.