

**FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS  
ESCOLA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**ALIDA WALVIS**

**AVALIAÇÃO DAS REFORMAS RECENTES NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO E SUA RELAÇÃO COM O DESENVOLVIMENTO DO  
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

**MESTRADO EM FINANÇAS E ECONOMIA EMPRESARIAL**

**Rio de Janeiro-RJ**

**2014**

**FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS**  
**ESCOLA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**ALIDA WALVIS**

**AVALIAÇÃO DAS REFORMAS RECENTES NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO E SUA RELAÇÃO COM O DESENVOLVIMENTO DO  
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Mestrado em Finanças e Economia Empresarial da Escola de Pós-Graduação Economia da Fundação Getúlio Vargas como requisito para a obtenção do grau de Mestre em Finanças e Economia Empresarial, sob a orientação do Professor Doutor Edson Gonçalves.

**Rio de Janeiro-RJ**

**2014**

**ALIDA WALVIS**

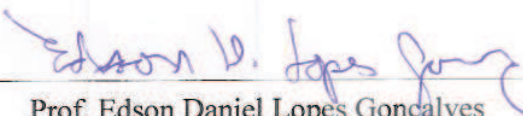
**AVALIAÇÃO DAS REFORMAS RECENTES NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E  
SUA RELAÇÃO COM O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Dissertação apresentada à Escola de Pós-Graduação em Economia (EPGE) da Fundação Getúlio Vargas (FGV) para obtenção do grau de Mestre em Economia Empresarial e Finanças.

Data da defesa: 30/05/2014

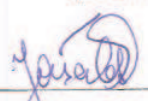
Aprovada em: 30/05/2014

**ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA**



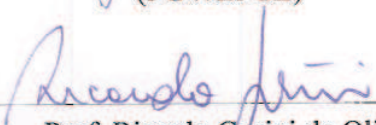
---

Prof. Edson Daniel Lopes Gonçalves  
(FGV-EPGE)



---

Prof.ª Joisa Campanher Dutra  
(FGV/EPGE)



---

Prof. Ricardo Gorini de Oliveira  
(Empresa de Pesquisa Energética – EPE)

Walvis, Alida

Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia / Alida Walvis. - 2014.

100 f.

Dissertação (mestrado) - Fundação Getulio Vargas, Escola de Pós-Graduação em Economia.

Orientador: Edson Gonçalves.

Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica. 2. Política energética. I. Gonçalves, Edson Daniel Lopes.  
II. Fundação Getulio Vargas. Escola de Pós- Graduação em Economia. III. Título.

CDD – 338.4762131

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus familiares, pelo incentivo à realização de mais esta etapa de desenvolvimento pessoal e profissional.

Ao Professor Doutor Edson Gonçalves, meu orientador, que aceitou o desafio de acompanhar-me nesta empreitada e à Professora Joisa, pelas horas dedicadas às nossas reuniões, fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Vinicius, meu “marido-mestre”, por acreditar em mim, mesmo quando eu não acredito, e ainda ter paciência para tentar convencer-me de que tudo vai dar certo. Tenho certeza que este foi só mais um dos desafios que ainda vamos superar juntos.

Ao Bruno, companheiro de mestrado e de apartamento, pelas horas de estudo compartilhadas ao longo de todo o curso e por tantas outras horas de diversão.

## RESUMO

WALVIS, Alida. *Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia*. 2014. 100f. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial)-Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro-RJ, 2014.

São muitos os desafios intrínsecos ao bom funcionamento de um setor tão complexo quanto o elétrico, em que os efeitos de determinada medida podem levar anos até a maturidade, e só então ser totalmente conhecidos os seus impactos sobre a estrutura setorial como um todo, dificilmente antecipados pelos formuladores das reformas implementadas. Tomando o setor elétrico como pano de fundo, o escopo desta dissertação é apresentar as bases para o que seria uma reforma ideal, denominada na literatura “reforma de livro texto” e, em seguida, discorrer sobre a evolução regulatória do setor elétrico brasileiro de 1930 até o início de 2014, detalhando, especialmente, as características das reformas ocorridas em 1995 e 2004. Com esse esforço de pesquisa, que adota a técnica bibliográfica e se estrutura em quatro capítulos, pretende-se analisar a situação atual do mercado livre de energia elétrica brasileiro e propor melhorias passíveis de implementação com o objetivo de desenvolver este mercado no Brasil.

Palavras-chave: Energia elétrica. Setor elétrico. Reforma do setor. Mercado livre de energia.

## **ABSTRACT**

WALVIS, Alida. *Recent reforms in the brazilian electricity sector and its implications on market liberalization*. 2014. 100p. Dissertation (Master in Finance and Business Economics)-Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro-RJ, 2014.

There are many challenges inherent to the functioning of a sector as complex as the electricity sector, in which the results of a given measure may take years until it reaches maturity and only then its impact on the institutional framework gets to be fully known by the policy makers. Taking the electricity sector as a backdrop, this dissertation presents the basis for what would be an ideal reform, usually referred to in the literature as “textbook reform”, followed by a presentation of the regulatory evolution of the Brazilian electricity sector, from 1930 until early 2014, with special emphasis on the reforms that took place during the period of 1995 to 2004. The bibliographic research presented in this dissertation is divided into four chapters and analyzes the present situation of the liberalization of the Brazilian electricity market and suggests feasible improvements in order to develop this market in Brazil.

Keywords: Electricity. Electricity sector. Electricity sector reform. Electricity market liberalization.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Relação entre agentes de distribuição de energia e consumidores .....	26
Figura 2 – Atribuições do setor elétrico brasileiro – por instituição.....	35
Figura 3 – Tipos de leilão no âmbito do ACR .....	39
Figura 4 – Ambientes de contratação: ACR e ACL .....	67

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Geração por tipo de produção .....	24
Gráfico 2 – Volume de contratos de compra no ACL .....	40
Gráfico 3 – Empreendimentos em operação – período 2001 a 2013 .....	71
Gráfico 4 – Reservatórios hidrológicos – período 2001 a 2009.....	71
Gráfico 5 – Geração de energia térmica, em MW – período 2007-2014 .....	72
Gráfico 6 – Crescimento do ACL – período janeiro 2010-novembro 2013 .....	80
Gráfico 7 – Tarifas de energia pagas pelos consumidores finais industriais .....	81
Gráfico 8 – Tarifas de energia pagas pelos consumidores finais residenciais. ....	82
Gráfico 9 – Custo X risco de alterações regulatórias .....	88

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Características dos ambientes de contratação de energia: ACL e ACR.....	31
Quadro 2 – Criação das companhias de eletricidade estaduais no Brasil (1943-1966) .....	45
Quadro 3 – Privatizações do setor elétrico brasileiro .....	56
Quadro 4 – Reformas setoriais - principais mudanças ocorridas .....	76
Quadro 5 – Modelos de organização da indústria de energia elétrica.....	78

## LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACHESF	Companhia Hidrelétrica do São
ACI	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	American Foreign Power Company
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRC	Conta de Resultados a Compensar
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
FURNAS	Centrais Elétricas S.A.
GCOI	Grupo de Coordenação de Operação Interligada
GCPS	Grupo de Coordenação de Planejamento do Sistema
IUEE	Imposto Único sobre a Energia Elétrica

MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLP	Preço de Liquidação de Diferenças
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REVISE	Plano de Revisão Institucional do Setor Elétrico
RGG	Reserva Global de Garantia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Composição atual da matriz energética brasileira .....	23
---	----

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
<b>1 VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>17</b>
1.1 A TÍTULO DE INTRODUÇÃO: REFORMA NO SETOR ELÉTRICO - O MODELO DE “LIVRO TEXTO” .....	17
1.2 OFERTA: PRINCIPAIS AGENTES .....	21
1.3 DEMANDA: CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA .....	25
1.4 PREÇO: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	26
1.5 ENERGIA FIRME, ENERGIA ASSEGURADA E MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) .....	27
1.6 OUTROS CONCEITOS RELACIONADOS AO MARCO REGULATÓRIO VIGENTE .....	30
1.7 PRINCIPAIS ENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	32
<b>2 AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E MERCADO DE CURTO PRAZO .....</b>	<b>36</b>
2.1 A ENERGIA COMERCIALIZADA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR).....	36
2.2 A ENERGIA COMERCIALIZADA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL).....	40
2.3 O MERCADO DE CURTO PRAZO .....	41
<b>3 ANÁLISE DAS REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>43</b>
3.1 ANTECEDENTES DA REFORMA E CRISE DO MODELO CENTRALIZADO ....	43
3.2 A PRIMEIRA REFORMA E A CRISE ENERGÉTICA DE 2001 .....	51
3.3 A “REFORMA DA REFORMA” – O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO...	64
<b>4 O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....</b>	<b>77</b>
4.1 DESENHO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA E O ACL NO BRASIL ..	77

4.2 O ACL: POSSIBILIDADES DE EXPANSÃO E ATUAIS RESTRIÇÕES.....	79
4.2.1 O tamanho atual do ACL e sua possível evolução.....	79
4.2.2 As restrições ao crescimento do ACL.....	82
4.2.3 A existência de estruturas que indicam possibilidade de expansão.....	84
4.2.4 As incertezas geradas pelas crescentes e imprevisíveis intervenções governamentais.....	86
4.3 MEDIDAS EM ANDAMENTO E MELHORIAS PASSÍVEIS DE IMPLEMENTAÇÃO .....	88
 CONCLUSÃO .....	 92
 REFERÊNCIAS.....	 94

## INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho é analisar as reformas recentes do setor elétrico brasileiro à luz das melhores práticas de governança regulatória, cumprindo para este propósito, relacionar a evolução do marco institucional à situação do mercado livre de energia (ACL) no país e, por consequinte, apontar os possíveis movimentos constatados neste sentido.

A motivação para este trabalho veio da comparação do estágio de desenvolvimento do mercado livre de energia elétrica em países desenvolvidos com a situação atual brasileira. Apesar do movimento global verificado desde o início dos anos 1990, no sentido de promover uma maior liberalização do setor elétrico, o mercado livre brasileiro responde atualmente por cerca de 25% da energia elétrica comercializada em nosso país, o que o torna pouco representativo quando comparado a outros mercados, como o europeu e o norte-americano.

São muitos os desafios intrínsecos ao bom funcionamento de um setor tão complexo quanto o elétrico, em que os efeitos de determinada medida podem levar anos até a maturidade, após o que se poderá conhecer os seus impactos sobre a estrutura setorial como um todo, dificilmente antecipados pelos formuladores das reformas implementadas.

O modelo adotado desde 1930, aparentemente bem sucedido, começa a mostrar sinais de enfraquecimento a partir da década de 1980, quando o setor passou a vivenciar uma crise de financiamento, evidenciando a necessidade de capitais privados para garantia do suprimento de energia. A partir de 1995, tem início a reforma conduzida pelo Governo FHC que redefiniu o papel do Estado no setor elétrico, buscando proporcionar maior competitividade ao setor. Em 2001, a crise enfrentada pelo setor, que culminou com o racionamento de energia, mostrou a necessidade de uma nova reforma, implementada a partir de 2004, com o governo do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva. Em 2014, observamos um cenário desafiador para o setor, que enfrenta a possibilidade de um novo racionamento.

Para atingir o objetivo do estudo, adotar-se-á, como suporte metodológico principal, a técnica de pesquisa bibliográfica, necessária para arregimentar os

escritos que tratam da temática escolhida, englobando, entre outros materiais, livros, revistas, periódicos e sites especializados.

Quanto à estrutura, o trabalho se divide em quatro capítulos. O Capítulo 1 apresenta as bases para o que seria uma reforma ideal, denominada na literatura “reforma de livro texto” e apresenta conceitos fundamentais à compreensão do setor elétrico brasileiro, ferramentas importantes à compreensão dos temas a serem abordados. O Capítulo 2 trata dos ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil, apontando as particularidades de cada um. O Capítulo 3 aborda a evolução do setor elétrico brasileiro de 1930 ao início de 2014, detalhando as características das reformas ocorridas entre 1995 e 2004. Por fim, o Capítulo 4 discorre sobre a situação atual do mercado livre de energia elétrica no Brasil, as restrições impostas ao seu crescimento, a existência de estruturas que indicam a possibilidade de expansão e indica melhorias passíveis de implementação.

## 1 VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

### 1.1 A TÍTULO DE INTRODUÇÃO: REFORMA NO SETOR ELÉTRICO - O MODELO DE “LIVRO TEXTO”

De acordo Harris (2006), a reforma ocorrida no setor elétrico, em geral, é interpretada como uma mudança repentina. Fato é que em todos os países ocorrem mudanças graduais nas regras, na regulação, nas leis e nas estruturas respectivas. Essas mudanças, apesar de associadas a prazos, fazem parte de um projeto de magnitude tal que pode levar cerca de dez anos para que os envolvidos cheguem a um consenso e outros dez anos para a implementação e o funcionamento a contento. Na ótica do autor, não obstante as diferenças observadas em alguns casos, a direção global das reformas do setor elétrico tem sido consistente nos últimos trinta anos.

Outro estudioso do assunto, Joskow (2008) discute as lições aprendidas com a liberalização do setor elétrico nos últimos vinte anos e elenca as características desejáveis para que a reestruturação, a regulamentação, a reforma e o desenvolvimento de mercados competitivos de energia sejam bem sucedidos. O autor destaca que, apesar de serem possíveis variações significativas caso a caso, em geral, figuram como características desejáveis para esse desiderato:

a) Privatização de monopólios de eletricidade de propriedade estatal, com a finalidade de criar fortes restrições orçamentárias e incentivos de alto potencial para melhorias de desempenho, evitando desta forma os altos custos gerados pelo uso político dessas empresas pelo Estado. Aqui, cabe destacar que o caso brasileiro realizou esta etapa de forma incompleta. Apesar das privatizações ocorridas, a Eletrobrás concentrou os ativos federais de geração.

b) Separação vertical de segmentos potencialmente competitivos (como geração e comercialização) de segmentos que continuarão sendo regulados (como distribuição, transmissão e operação do sistema de transmissão), o que pode ocorrer tanto de forma estrutural (com a obrigação de venda de ativos) quanto de

forma funcional (com *chinese walls* ou *ring fencing* – separação de recursos financeiros, sem necessariamente separar a operação). Essas mudanças são importantes para proteger as empresas ou segmentos competitivos de subsídios cruzados de empresas reguladas – impedindo a empresa competitiva de transferir custos para a atividade regulada - e de políticas discriminatórias que afetem o acesso às redes de distribuição e transmissão, das quais todos os fornecedores competitivos dependem. A ideia básica é que, enquanto alguns segmentos têm características de monopólios naturais, como a transmissão, outros têm potencial competitivo, como o de geração e comercialização. Como os segmentos competitivos dependem da rede de transmissão para prestar seus serviços, é necessário garantir o livre acesso de novos entrantes de segmentos competitivos à rede. Se uma mesma companhia detém tanto o ativo de geração quanto o de transmissão, por exemplo, há um claro conflito de interesses, que prejudica a competitividade do sistema.

c) Reestruturação horizontal do segmento de geração, com a finalidade de criar um número adequado de geradores competitivos para mitigar o poder de mercado e assegurar que os geradores pratiquem preços razoavelmente competitivos.

d) Integração horizontal de ativos de transmissão e das operações da rede para acompanhar a expansão geográfica dos mercados atacadistas e a designação de um único operador independente do sistema para gerir a operação da rede, para programar a geração para atender a demanda e para manter a integridade dos parâmetros físicos da rede (frequência, voltagem e estabilidade) e para direcionar investimentos em infraestrutura de transmissão que busquem atender à confiabilidade e a critérios econômicos. A ideia é que a operação da rede de transmissão seja realizada de forma conjunta. No Brasil, há a figura do operador independente do sistema (ISO), que é a ONS. Nos Estados Unidos, este papel é exercido pelas organizações regionais de transmissão (RTO), que são as organizações responsáveis pelo transporte da energia dentro de um mesmo estado ou entre estados.

e) Desenvolvimento de instituições ativas no 'lado da demanda' para permitir que os consumidores reajam a variações de preços do mercado atacadista e

que integrem totalmente as respostas dos demandantes aos preços de energia e critérios de confiabilidade dentro dos mercados de atacado e varejo. No Brasil, não há resposta da demanda, ou seja, não há mecanismos para que os consumidores de energia reajam a variações no preço. Isso pode ocorrer via mercados organizados ou até mesmo por meio de cláusulas contratuais.

f) Aplicação de regras regulatórias e apoio a instituições de rede para promover o acesso eficiente (livre acesso) às redes de transmissão por compradores e vendedores atacadistas com o objetivo de facilitar a produção competitiva eficiente e a transações. Isso inclui mecanismos eficientes para alocar capacidade escassa de transmissão entre usuários competidores da rede e prover localização e interconexão adequadas na instalação de novas unidades de geração. Em suma, todo novo gerador deve ter a capacidade de se conectar à rede.

g) Segregação de tarifas no varejo para separar claramente o valor da oferta de energia ao varejo e o valor dos serviços associados, que serão fornecidos de forma competitiva, dos preços regulados pelo uso das redes de transmissão e distribuição, que continuarão (a princípio) sendo fornecidos por monopólios regulados.

h) Nos casos em que as autoridades determinem que não haverá competição no varejo (por exemplo para consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais, que deverão comprar energia somente do distribuidor local), as empresas de distribuição ou provedores alternativos teriam a responsabilidade de fornecer energia a esses consumidores, por meio de compra em mercados de atacado competitivos, ou, se eles preferirem, construindo suas próprias instalações de geração. No entanto, neste caso, os valores cobrados associados à geração de energia estarão sujeitos a parâmetros de referência regulatórios baseados no mercado de atacado, essencialmente naqueles formados a partir de processos de aquisição competitivos.

i) Criação de agências regulatórias independentes, que tenham bom nível de informação sobre custos, qualidade dos serviços e desempenho comparativo das empresas que ofertam serviços de rede regulada, com autoridade para garantir o cumprimento dos requisitos legais e uma equipe de especialistas para usar essa informação e autoridade para regular de forma eficaz os preços

cobrados pelas companhias de transmissão e distribuição. Os termos e as condições de acesso a essas redes por fornecedores atacadistas e varejistas de energia também são componentes importantes, porém subvalorizados, de reformas bem sucedidas.

j) Mecanismos de transição devem ser colocados em prática para permitir a mudança do sistema antigo para o novo. Esses mecanismos devem ser compatíveis com o desenvolvimento de mercados competitivos que funcionam adequadamente. (JOSKOW, 2008, p. 9-42, tradução e grifo nossos).<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> No original: "a. Privatization of state-owned electricity monopolies to create hard budget constraints and high-powered incentives for performance improvements and to make it more difficult for the state to use these enterprises to pursue costly political agendas.

b. Vertical separation of potentially competitive segments (e.g. generation, marketing and retail supply) from segments that will continue to be regulated (distribution, transmission, system operations) either structurally (through divestiture) or functionally (with internal 'Chinese' walls or 'ring fencing' separating affiliates within the same corporation). These changes are thought to be necessary to guard against cross-subsidization of competitive businesses from regulated businesses and discriminatory policies affecting access to distribution and transmission networks upon which all competitive suppliers depend.

c. Horizontal restructuring of the generation segment, to create an adequate number of competing generators to mitigate market power and to ensure that wholesale markets are reasonably competitive.

d. Horizontal integration of transmission facilities and network operations to encompass the geographic expanse of 'natural' wholesale markets and the designation of a single independent system operator to manage the operation of the network, to schedule generation to meet demand and to maintain the physical parameters of the network (frequency, voltage, stability), and to guide investments in transmission infrastructure to meet reliability and economic standards.

e. The creation of voluntary public wholesale spot energy and operating reserve market institutions to support requirements for real time balancing of supply and demand for electric energy, to allocate scarce network transmission capacity, to respond quickly and effectively to unplanned outages of transmission or generating facilities consistent with the need to maintain network voltage, frequency and stability parameters within narrow limits, and to facilitate economical trading opportunities among suppliers and between buyers and sellers.

f. The development of active 'demand-side' institutions that allow consumers to react to variations in wholesale market prices and fully

g. The application of regulatory rules and supporting network institutions to promote efficient access to the transmission network by wholesale buyers and sellers in order to facilitate efficient competitive production and exchange. This includes mechanisms efficiently to allocate scarce transmission capacity among competing network users, and to provide for efficient siting and interconnection of new generating facilities.

h. The unbundling of retail tariffs to separate prices for retail power supplies and associated customer services to be supplied competitively from the regulated 'delivery' charges for using distribution and transmission networks that would continue (primarily) to be provided by regulated monopolies

i. Where policymakers have determined that retail competition will not be available (e.g. for domestic and small commercial customers), distribution companies or alternative designated suppliers would have the responsibility to supply these customers by purchasing power in competitive wholesale markets or, if they choose, to build their own generating facilities to provide power supplies. However, in the latter case the associated charges for power would be subject to wholesale market-based regulatory benchmarks, primarily competitive procurement processes.

j. The creation of independent regulatory agencies with good information about the costs, service quality and comparative performance of the firms supplying regulated network services, the authority

## 1.2 OFERTA: PRINCIPAIS AGENTES

O setor elétrico brasileiro é dividido em três segmentos - geração, transmissão e distribuição –, nos quais os agentes interagem para o fornecimento de energia elétrica a dois tipos de consumidores - livres e cativos.

O entendimento da relação entre agentes e consumidores e o papel de cada agente do setor é de fundamental importância para a discussão sobre o mercado livre de energia elétrica, tema deste trabalho.

As distribuidoras de energia são responsáveis pela conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte. Após a geração, a energia trafega por linhas de transmissão em direção às subestações das distribuidoras, de onde a energia, na maior parte das vezes, já sai com tensão rebaixada, até o consumidor final. Os direitos e as obrigações das distribuidoras de energia são definidos em contratos de concessão celebrados com a União e são fortemente regulados e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

As transmissoras de energia são responsáveis pela implantação e operação das redes que ligam as fontes de geração aos centros de carga das distribuidoras, realizando o transporte de grandes cargas de energia elétrica por longas distâncias. Por meio de leilões públicos realizados pela ANEEL, as empresas transmissoras obtêm concessões válidas por trinta anos, valendo lembrar que a vencedora é a empresa que ofertar a menor tarifa. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Há, ainda, as empresas comercializadoras, que compram energia elétrica no mercado livre para revenda a outras comercializadoras ou a consumidores livres, no âmbito do mercado livre de energia, ou a distribuidoras, no âmbito do mercado

---

to enforce regulatory requirements, and an expert staff to use this information and authority to regulate effectively the prices charged by distribution and transmission companies and the terms and conditions of access to these networks by wholesale and retail suppliers of power, are also an important but underappreciated component of successful reforms.

k. Transition mechanisms must be put in place to move from the old system to the new system. These mechanisms should be compatible with the development of well functioning competitive markets.”

regulado de energia. (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014a).

A propósito, a distinção entre os mercados livre e regulado de energia será abordada ao longo deste trabalho.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um composto de usinas, linhas de distribuição e ativos de transmissão, que integra as linhas de transmissão de todo o país, com abrangência na maior parte do território brasileiro. A função desse sistema é conectar as usinas geradoras aos centros de carga das distribuidoras localizados em cada região e permitir que distintas regiões permutem energia entre si, evitando, com isso, que diferentes regimes de chuvas entre regiões afetem o abastecimento de energia elétrica em nível nacional.

É importante anotar que parte da região norte brasileira, que representa apenas cerca de 2% da demanda nacional de energia elétrica, não está integrada ao SIN. Esta pequena parcela não atendida pelo SIN tem seu suprimento fornecido por sistemas isolados, constituídos por fontes de geração térmica a óleo diesel e óleo combustível, localizados principalmente na região amazônica. A tendência é que os sistemas isolados sejam gradualmente integrados ao SIN.

Quanto à geração, a matriz energética brasileira é principalmente hidrelétrica. Cerca de 64% da capacidade de geração de energia no Brasil provém de usinas hidrelétricas de grande e médio portes e de pequenas centrais hidrelétricas, as nominadas PCHs. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Ressalte-se que as usinas termelétricas são acionadas durante os períodos de estiagem, com o objetivo de poupar os reservatórios das usinas hidrelétricas.

A Tabela 1, a seguir, ilustra a composição atual da matriz energética brasileira.

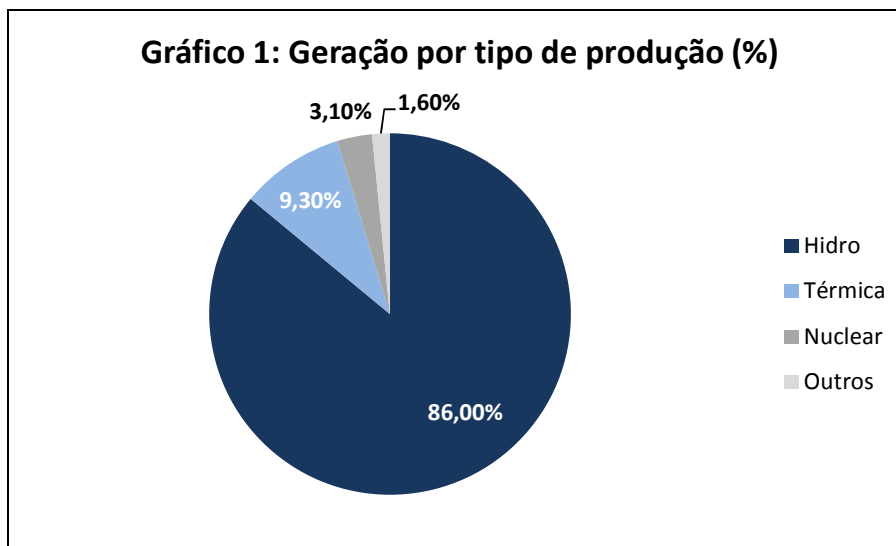
Tabela 1 – Composição atual da matriz energética brasileira

Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		Nº de Usinas	(kW)		Nº de Usinas	(kW)	
Hidro		1.105	86.695.585	63,74%	1.105	86.695.585	63,74%
Gás	Natural	116	12.534.521	9,22%	157	14.281.944	10,50%
	Processo	41	1.747.423	1,28%			
Petróleo	Óleo Diesel	1117	3.526.848	2,59%	1150	7.610.461	5,60%
	Óleo Residual	33	4.083.613	3,00%			
Biomassa	Bagaço de cana	378	9.339.426	6,87%	477	11.419.335	8,40%
	Licor Negro	16	1.530.182	1,13%			
	Madeira	51	432.635	0,32%			
	Biogás	23	80.659	0,06%			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03%			
Nuclear		2	1.990.000	1,46%	2	1.990.000	1,46%
Carvão Mineral		13	3.389.465	2,49%	13	3.389.465	2,49%
Eólica		117	2.441.176	1,79%	117	2.441.176	1,79%
Fotovoltaica		86	6.203	0,00%	86	6.203	0,00%
Importação	Paraguai		5.650.000	4,15%		8.170.000	6,01%
	Argentina		2.250.000	1,65%			
	Venezuela		200.000	0,15%			
	Uruguai		70.000	0,05%			
Total		3.107	136.004.169	100,00%	3.107	136.004.169	100,00%

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2014).

Atualmente, as usinas hidrelétricas respondem por cerca 86% da geração de energia elétrica no SIN, conforme demonstrado no Gráfico 1, a seguir.

Anota-se que as informações são do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no âmbito do SIN.



Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2012).

A predominância das usinas hidrelétricas é justificada principalmente pela disponibilidade do elevado potencial hidrelétrico brasileiro, com grandes rios de planalto, alimentados por chuvas tropicais abundantes, constituindo uma das maiores reservas de água doce do mundo. (CPFL RENOVÁVEIS, 2013).

O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022, divulgado em dezembro de 2013, ao incorporar uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de energia no período de 2013 a 2022 prevê investimentos da ordem de R\$ 1,2 trilhão, dos quais 22,6% correspondem à oferta de energia elétrica, com ampliação da capacidade instalada de geração de energia elétrica de 119,5 GW, em 2012, para 183,1 GW, em 2022. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2013).

Em março de 2014, o Brasil contava com um total de 3.110 empreendimentos em operação, totalizando 127.838.999 kW de potência instalada, com uma previsão de adição de 36.094.123 kW nos próximos anos, provenientes de 210 empreendimentos atualmente em construção e mais 502 outorgados, com construção ainda não iniciada. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Dos empreendimentos em operação, as usinas hidrelétricas correspondem a 64% da potência fiscalizada (kW), seguidas pelas usinas termelétricas, com 28,71%. Nos empreendimentos em construção, as usinas hidrelétricas mantêm a predominância com 66,87% da potência outorgada, seguidas

pelas centrais geradoras eólicas, com 19,17%. Já nos empreendimentos outorgados, há predominância das centrais usinas termelétricas, com 38,53%, seguidas pelas geradoras eólicas, com 29,23%. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

### 1.3 DEMANDA: CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

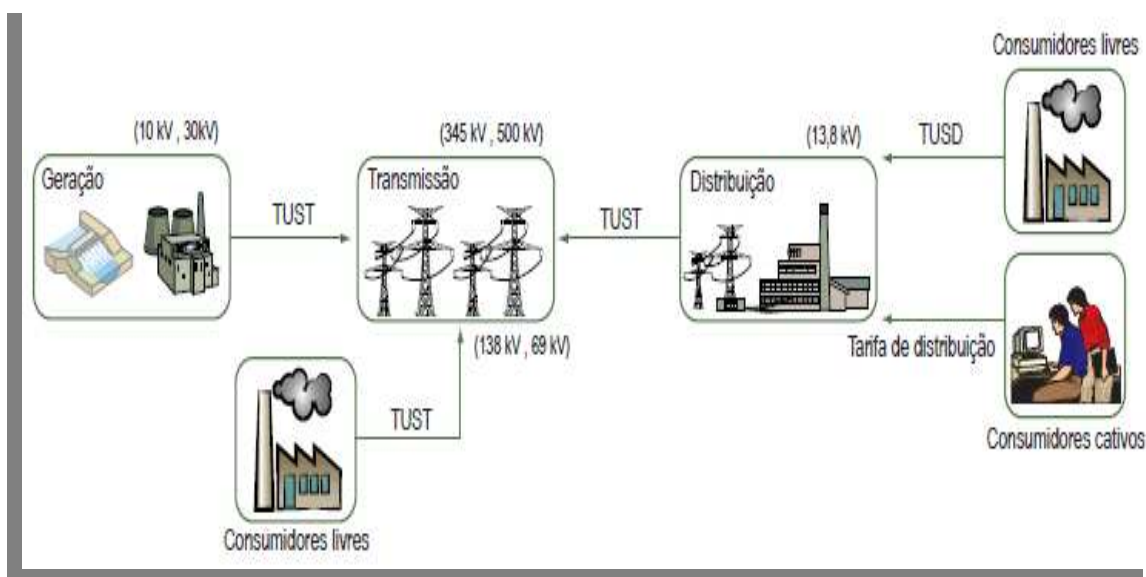
Os consumidores de energia elétrica brasileiros podem ser classificados em duas grandes categorias: livres e cativos. Os consumidores cativos podem ser residenciais, comerciais ou industriais, compram a energia elétrica utilizada da distribuidora local exclusivamente, mediante tarifa regulada, e não contam com qualquer flexibilidade contratual. Os consumidores livres são os grandes consumidores industriais, que apresentam consumo igual ou superior a 3 MW. Este tipo de consumidor pode optar por continuar a ser atendido pela distribuidora local (neste caso, o consumidor é chamado de “potencialmente livre”) ou comprar a energia elétrica diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes, ou, ainda, é facultado obter energia por intermédio de um comercializador. Os consumidores livres negociam livremente as condições comerciais previstas em seus contratos. O consumidor livre, mesmo que esteja conectado ao sistema elétrico de determinada concessionária, pode optar pela compra de energia de outro agente, pagando à concessionária apenas uma tarifa pelo uso do sistema de distribuição. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Há ainda os consumidores especiais ou grupo de consumidores reunidos em torno de um interesse comum, com consumo igual ou superior a 0,5 MW. Estes consumidores poderão comprar energia elétrica diretamente de geradores independentes ou de autoprodutores com excedentes, desde que os geradores sejam PCHs, ou com base em fontes solar, eólica ou biomassa, respeitados certos limites de potência instalada. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Registre-se que os consumidores especiais contam com subsídios nas tarifas de transporte (distribuição e transmissão), que vão de 50 a 100% de desconto.

A relação entre agentes de distribuição de energia elétrica e consumidores está ilustrada na Figura 1, a seguir.

Figura 1 – Relação entre agentes de distribuição de energia e consumidores



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2008, p. 23).

Em fevereiro de 2014, os consumidores especiais representavam cerca de 13% do consumo de energia elétrica registrado no Ambiente de Contratação Livre (ACL). (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014a).

#### 1.4 PREÇO: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa cobrada pela distribuidora do consumidor cativo é definida em R\$/kWh. Na sua composição três importantes fatores são considerados: (i) custo com a aquisição de energia elétrica; (ii) custo com o transporte de energia até o

consumidor, ou seja, transmissão e distribuição; e (iii) encargos e tributos. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) são dois subcomponentes tarifários que remuneram os custos de operação e de manutenção das redes de distribuição e transmissão, respectivamente. Os custos com a aquisição da energia elétrica são os valores pagos pela distribuidora pela energia que considera suficiente para atender o seu mercado cativo nos leilões regulados pela ANEEL. Esses custos devem ser integralmente repassados aos consumidores, sem a incidência de margem de lucro.

Em 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) realizou o cálculo da composição tarifária média do Brasil, incluindo todos os tipos de consumidores, e concluiu que o valor da energia elétrica corresponde a 35% do valor total da tarifa; encargos e tributos respondem por 39%, e distribuição e transmissão abocanham 18% e 8%, respectivamente. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

## 1.5 ENERGIA FIRME, ENERGIA ASSEGURADA E MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

De início, é importante ter clara a compreensão dos termos “energia firme”, “energia assegurada” e “Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)”.

Do documento “Cadernos Temáticos ANEEL”, extraem-se as seguintes conceituações.

A energia firme de uma usina hidrelétrica é definida como a produção máxima contínua de energia que pode ser obtida, considerando a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do local onde ela está instalada. A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é definida como a produção máxima de energia que pode ser mantida de forma quase contínua pelas

usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de milhares de possibilidades de sequências de vazões obtidas por métodos estatísticos, admitido algum risco de não atendimento à carga, ou seja, permite-se o racionamento dentro de um limite considerado razoável pelo sistema, que atualmente é de 5%. A energia assegurada de cada usina hidrelétrica é a fração alocada da energia assegurada do sistema elétrico brasileiro. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

As usinas hidrelétricas têm operação centralizada, o que significa que a energia assegurada de cada usina hidrelétrica é independente da sua geração real.

O MRE é um mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico que afeta os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. Na prática, o MRE realoca contabilmente a energia entre os geradores, e o faz transferindo excedentes de energia de usinas com geração superior à sua garantia física para aqueles com geração abaixo da garantia física. A intenção é garantir que todos os geradores participantes comercializem sua energia assegurada, mesmo que ela seja diferente da sua produção real de energia. Para tanto, é necessário que o conjunto de usinas participantes do MRE tenha gerado energia suficiente. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

A necessidade de instituição do MRE é contatada:

[...] principalmente devido às grandes extensões territoriais do país, em que existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, com períodos secos e úmidos não coincidentes.

Uma região em período de seca armazena água e, por consequência, gera abaixo da média, enquanto uma região em período de chuva produz energia acima da média, o que resulta em transferência de energia entre essas regiões.

Outro fator que levou à criação do MRE é a existência de várias usinas alocadas no mesmo rio, em cascata. Nessa condição, a operação otimizada para uma usina não necessariamente corresponde à operação otimizada de todo o sistema interligado. De forma a obter o melhor uso da água no País, realiza-se o despacho centralizado por comando do ONS. (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014a).

Sob o ponto de vista da teoria econômica, observa-se que a motivação para a criação do MRE vem da disposição em “cascata” das hidrelétricas, que faz com que a utilização das águas por uma usina gere externalidades negativas para outras que utilizem os mesmos recursos hídricos, um bem público cujo direito de propriedade, a princípio, é da União. Em um ambiente competitivo, as usinas que

puderem controlar o fluxo de água, que por ventura seja utilizado por usinas competidoras, poderão tomar decisões consideradas ótimas quanto ao aspecto de maximização de lucro individual da empresa, mas consideradas problemáticas em relação à garantia de suprimento de energia elétrica, algo que vai de encontro aos interesses da União.

O conceito do MRE é baseado na teoria de portfólios clássica, que defende que a construção de um portfólio formado por ativos diversificados e sem correlação resulta em menor variância. No caso específico das hidrelétricas, a localização das usinas em bacias hidrográficas negativamente correlacionadas contribui para a diversificação, já que, apesar da produção física individual de cada usina variar significativamente, a produção conjunta das hidrelétricas do país apresenta certa estabilidade. (VALENZUELA *et al.*, 2014).

Quanto à sistemática do MRE, caso a energia total gerada pelas usinas do sistema seja maior ou igual ao somatório da energia assegurada dos participantes, então o excedente contabilizado, conhecido como “energia secundária” será realocado entre os geradores, de forma proporcional aos seus níveis de energia assegurada. Se for menor, os participantes não receberão a totalidade da sua energia assegurada e o deficit, medido pelo Generation Scaling Factor (GSF) será rateado aos participantes do MRE, na proporção da sua energia assegurada. Estes, então, ficarão expostos ao mercado de curto prazo. (AES TIETÊ, 2014).

Os valores de energia assegurada determinam a quantidade máxima de energia que o gerador pode comprometer com contratos de longo prazo.

De acordo com a ANEEL, até a metade do ano de 2004, o cálculo de energia assegurada para usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente era feito em conjunto pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) e pelo ONS. O valor da energia assegurada das PCHs, por sua vez, era calculado pela própria agência reguladora. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

Com a publicação do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, ficou estabelecido que a definição da forma de cálculo da energia assegurada dos

empreendimentos de geração ficará a cargo do Ministério de Minas e Energia e a execução do cálculo será incumbência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A Portaria n. 303, de 18 de novembro de 2004, definiu os montantes da energia assegurada dos empreendimentos de geração de energia. Essa portaria também aprovou a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do SIN.

## 1.6 OUTROS CONCEITOS RELACIONADOS AO MARCO REGULATÓRIO VIGENTE

O atual modelo regulatório do setor elétrico, que entrou em vigor em 2004, tem como pilares a promoção da modicidade tarifária, a garantia de segurança no suprimento de energia elétrica e a inclusão social por meio de programas de universalização do acesso à energia elétrica.

A Lei n. 10.848/2004 alterou significativamente o marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Uma de suas principais inovações foi a criação de dois ambientes para contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no formato de leilão; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Ainda, coube à citada lei classificar os consumidores em livres e cativos, atribuindo-lhes regras específicas para a comercialização de energia elétrica, e autorizar a criação da CCEE, em substituição ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

No âmbito do ACR, a ANEEL supervisiona leilões que ocorrem pelo critério de menor preço. Esses leilões são executados pela CCEE e neles são negociados contratos de energia que podem ter prazos de até trinta anos.

No ACL, as transações ocorrem no mercado de balcão, em que consumidores livres, comercializadoras e até outras geradoras comprem energia diretamente do gerador por meio de contratos bilaterais. São características do ACL flexibilidade dos contratos, prazos geralmente mais curtos e preços maiores que os praticados em leilões de energia ocorridos no ACR. (PERETTI, 2011).

Nos dois ambientes, a energia é vendida por um preço fixo, que sofre reajustes anuais. Há ainda o mercado de liquidação de diferenças de energia, já que a demanda efetiva de energia em determinado período pode superar ou ficar abaixo do que foi contratado pelas distribuidoras nos leilões de energia. As distribuidoras podem então comprar ou vender energia na CCEE, conforme as suas necessidades. O preço praticado nesse mercado é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e seu valor é calculado semanalmente pela CCEE, utilizando um programa matemático do ONS.

As principais características dos ACL e ACR quanto aos participantes, ao tipo de contratação e ao preço estão resumidas no Quadro 1, apresentado a seguir:

**Quadro 1 – Características dos ambientes de contratação de energia: ACL e ACR**

	<b>Ambiente Livre</b>	<b>Ambiente Regulado</b>
<b>Participantes</b>	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1)
<b>Contratação</b>	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
<b>Tipo de contrato</b>	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
<b>Preço</b>	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2014b).

Os ambientes de comercialização de energia elétrica ACL e ACR aqui brevemente mencionados serão objeto de estudo do Capítulo 3 deste trabalho.

## 1.7 PRINCIPAIS ENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo do setor elétrico vigente desde 2004 criou novas instituições e redefiniu as atribuições para as existentes.

No arcabouço atual, figuram as instituições abaixo relacionadas, conforme informações da CCEE. (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 2014c):

- Ministério de Minas e Energia (MME) – Órgão do governo federal que representa a União como Poder Concedente, responsável pela condução das políticas energéticas do país. Tem como atribuições a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Também é responsável por definir o planejamento do setor elétrico brasileiro, monitorar a segurança do suprimento, por intermédio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e determinar ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – Autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), instituída pela Lei n. 9.427/1996, teve sua constituição normatizada pelo Decreto n. 2.335/1997. As suas principais atribuições são: (i) regularizar e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, (ii) zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando a viabilidade econômico-financeira dos agentes e da indústria, e, (iii) promover, direta ou indiretamente, os leilões para contratação de energia elétrica pelas distribuidoras no âmbito do ACR, hoje realizados pela CCEE, sob supervisão da ANEEL.

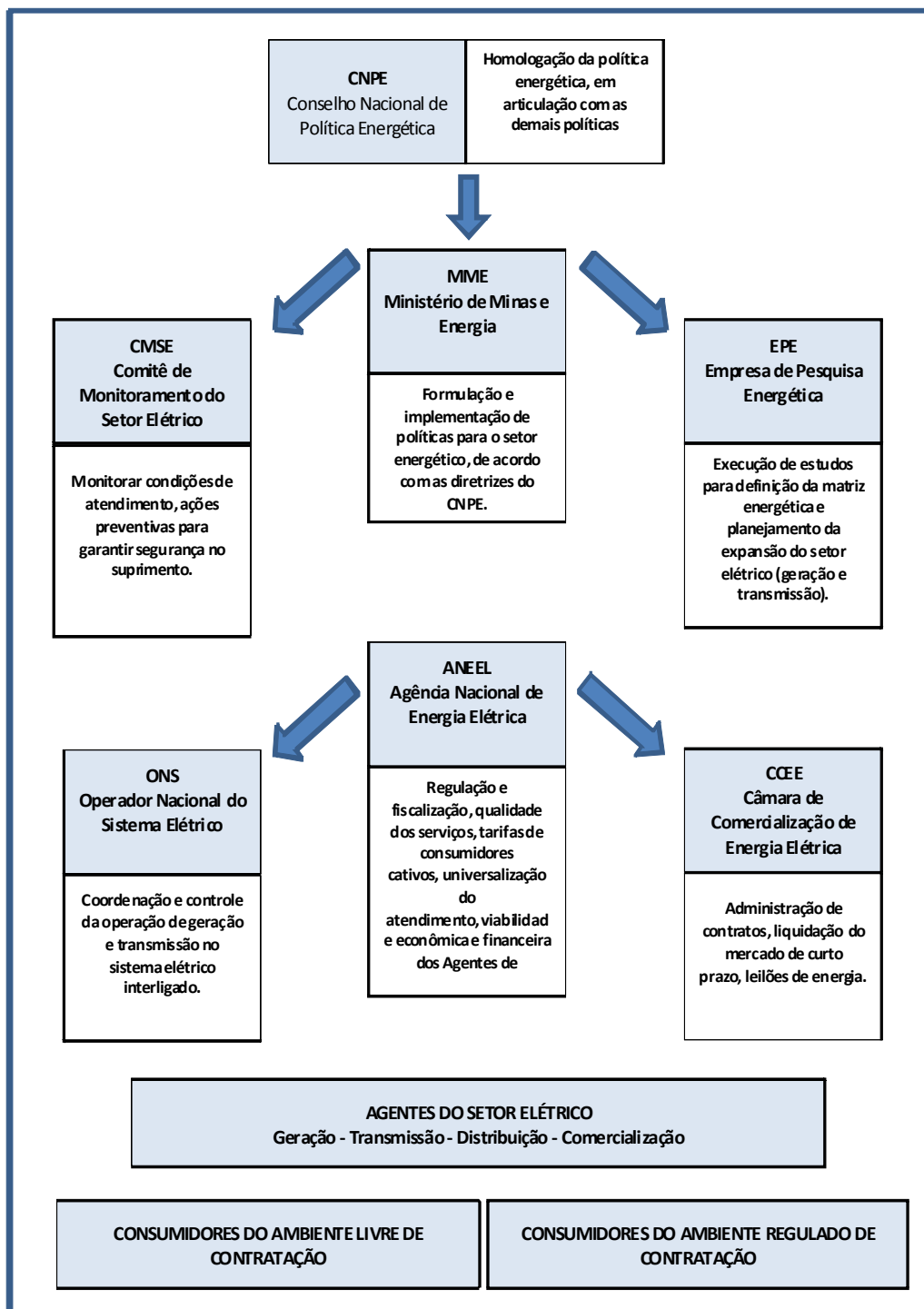
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Instituição criada pela Lei n. 9.648/1998 e regulamentada pelo Decreto n. 2.655/1998, com alterações do Decreto n. 5.081/2004. Regerido órgão é responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no âmbito do SIN e, ainda, administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – Órgão controlado pelo MME, a sua função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Estão entre suas atribuições: o acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; a avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; a realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento, identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.
- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – Presidido pelo MME, o órgão é encarregado de assessorar o Presidente da República. No rol de suas principais atribuições estão: formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo revisão periódica das matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões brasileiras e estabelecimento de diretrizes para programas específicos (uso do gás natural, biomassa, entre outros) e para importação e exportação de petróleo e gás natural.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Autarquia vinculada ao MME, instituída pela Lei n. 10.847/2004, teve sua criação regulamentada pelo Decreto n. 5.184/2004. A EPE tem como

finalidade a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, como a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica, elaboração de estudos que propiciem o planejamento da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos e execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Trata-se de associação civil sem fins lucrativos, integrada pelos agentes que atuam no mercado de compra e venda de energia elétrica e tem como atribuições contabilização e liquidação de operações de compra e venda de energia elétrica, com apuração mensal das diferenças entre os montantes contratados e os efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado. Para tal, a CCEE registra os contratos firmados entre compradores e vendedores de energia elétrica e faz a medição dos montantes físicos de energia movimentados pelos agentes. A CCEE é responsável ainda pelo cálculo do PLD, pelo desenvolvimento, aprimoramento e divulgação aos participantes do mercado das normas de comercialização de energia, pela promoção dos leilões de compra e venda de energia no âmbito do ACR e pelo gerenciamento dos contratos firmados nestes leilões. Desde 01/04/2014, a CCEE é responsável pela administração da Conta-ACR, destinada a cobrir despesas extraordinárias das distribuidoras de energia elétrica (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014d).

A Figura 2 apresentada a seguir resume as atribuições de cada instituição do setor elétrico brasileiro.

Figura 2 – Atribuições do setor elétrico brasileiro – por instituição



FONTE: AMARAL FILHO (2007, p.157).

## **2 AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E MERCADO DE CURTO PRAZO**

O presente capítulo abordará a forma como a energia elétrica é comercializada no Brasil, nos dois ambientes de contratação previstos no marco regulatório vigente, o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre, em que os agentes negociam livremente os termos dos seus contratos.

### **2.1 A ENERGIA COMERCIALIZADA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)**

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) são realizados os leilões de compra/venda de energia elétrica, cujos participantes são os vendedores de energia e as empresas de distribuição. Os leilões são realizados pela CCEE e supervisionados pela ANEEL.

Os leilões realizados no âmbito do ACR são estruturados na forma de um único comprador (*pool*). A informação sobre as demandas das distribuidoras, submetidas anualmente ao MME resulta na demanda agregada do sistema, que, associada ao planejamento realizado pela EPE, constitui o montante de energia a ser licitado nos leilões.

As empresas distribuidoras e as geradoras vencedoras do leilão – aquelas que ofertam o menor preço – celebram múltiplos contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR).

Os contratos realizados no âmbito do ACR têm como parâmetros preço e prazo pré-definidos, e estes não podem ser alterados pelos agentes.

A maior parte da energia contratada nesses leilões vai para as empresas de distribuição de energia, que, por regulamentação, devem contratar a totalidade de

sua demanda no ambiente regulado, para atendimento aos consumidores da área em que operam.

O cálculo da energia a ser contratada pelas distribuidoras constitui um desafio importante do seu negócio, já que o montante contratado deve garantir o abastecimento do mercado em que atuam. Isso significa dizer que tanto a sobrecontratação como a subcontratação têm efeitos econômicos adversos para as companhias distribuidoras de energia. Na sobrecontratação, o limite máximo que pode ser repassado ao consumidor por meio da tarifa é de 5% do montante sobrecontratado. Na subcontratação, a distribuidora deverá arcar com multa.

Os leilões de energia são classificados de acordo com o tipo de empreendimento, se novo ou existente. A recontratação de energia de empreendimentos em operação é feita por meio dos leilões de energia existente, enquanto nos leilões de energia nova ocorre a contratação de energia futura de empreendimentos que ainda serão construídos, fazendo deste o instrumento de expansão do parque gerador, relativamente à energia necessária ao atendimento do mercado regulatório no âmbito do marco regulatório vigente. Essa segmentação dos leilões é necessária devido a diferenças nos estágios de amortização do capital investido em empreendimentos novos e existentes, que têm impacto considerável sobre o preço da energia ofertado nesses leilões.

Os leilões de energia existente podem ser de três tipos – A-1, ajuste ou fontes alternativas. Os leilões A-1 são destinados a atender as distribuidoras no ano seguinte ao da contratação (denominado A-1), a partir de energia proveniente de empreendimentos em operação. Esses contratos têm duração de três a 15 anos e a contratação pelas distribuidoras nessa modalidade é limitada à reposição de contratos de energia vincendos. Os leilões de ajuste têm o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor dos agentes de distribuição, até o limite de 1% do mercado de cada distribuidora, com contratos com duração mínima de três meses e máxima de dois anos (ACENDE BRASIL, 2012).

Os leilões de energia nova se destinam à contratação de energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, que poderão fornecer energia em três (A-3) ou cinco (A-5) anos, a partir da contratação (já que o prazo estimado

para a construção de novas usinas é de três a cinco anos). Para fontes convencionais, esses contratos têm duração mínima de 15 anos e máxima de trinta anos, equivalente ao prazo de contrato de concessão ou autorização da usina. Há ainda os leilões de projetos estruturantes, com objetivo específico de contratação de energia de empreendimentos de caráter estratégico e de interesse público, de acordo com a indicação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Nos leilões de fontes alternativas, comuns às duas modalidades de energia (nova e existente), a energia é contratada para fornecimento em um (1) a cinco anos, a partir da contratação, e têm como condição que a energia contratada seja proveniente de usinas eólica, PCHs ou usinas de biomassa (ACENDE BRASIL, 2012). Para fontes alternativas, a duração mínima dos contratos é de dez anos e a máxima de trinta anos.

Há ainda os leilões de energia de reserva, destinados à contratação de reserva de capacidade, com o objetivo de aumentar a segurança de suprimento do sistema como um todo. Nesses leilões, os empreendimentos vencedores assinam contratos denominados Contratos de Energia de Reserva (CER) diretamente com a CCEE e recebem uma remuneração fixa sujeita a ajustes, de acordo com o montante de energia gerado. A energia de reserva é contabilizada e liquidada somente no mercado de curto prazo e os custos inerentes são divididos entre todos os consumidores de energia elétrica, livres ou regulados, por meio do “encargo de energia de reserva”. (ACENDE BRASIL, 2012).

A energia gerada pela usina de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) não são negociadas em leilões, haja vista o seu enquadramento no âmbito do ACR, já que a sua contratação é regulada por meio de regras definidas pela ANEEL.

Os contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, resultantes dos leilões, podem ser de duas modalidades: por quantidade ou por disponibilidade.

Os contratos por quantidade preveem o fornecimento de um montante fixo de energia a um determinado preço. Nesta modalidade, geralmente utilizada para contratação de energia hidráulica, os geradores estão sujeitos a riscos de sobras ou deficits de energia, liquidados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no

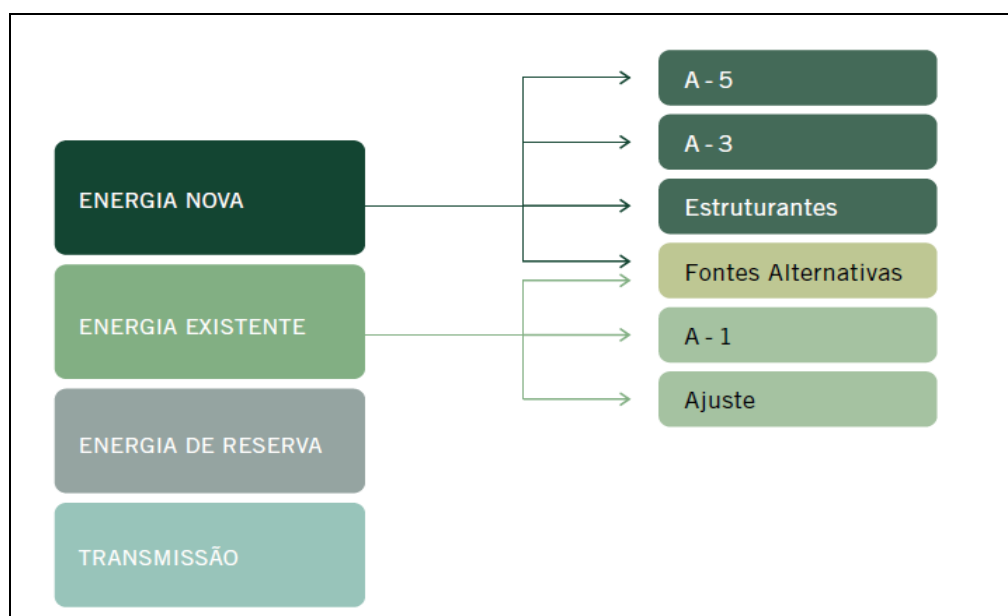
mercado de curto prazo. Os riscos, por sua vez, são minimizados pelo MRE, conforme explicitado na seção 1.5 deste trabalho.

Os contratos por disponibilidade, cujo objetivo é aumentar a segurança de fornecimento do sistema hidrotérmico, são destinados à contratação de usinas termelétricas. Esse tipo de contrato determina uma remuneração fixa ao gerador, independente da energia gerada.

A remuneração fixa visa cobrir os custos fixos incorridos para manter os recursos daquele gerador disponíveis no sistema, sem levar em consideração se a energia contratada pode ou não ser despachada, dependendo das condições hidrológicas do sistema como um todo. Se as usinas forem efetivamente despachadas, então as distribuidoras realizam o pagamento da parcela variável da remuneração e repassam os custos adicionais aos consumidores no momento do reajuste tarifário. Como o custo da geração de energia de usinas termelétricas é superior ao da gerada em hidrelétricas, as termelétricas ficam em espera em caso de situação hidrológica favorável.

A Figura 3 apresentada a seguir ilustra os tipos de leilão que ocorrem no âmbito do ACR.

**Figura 3 – Tipos de leilão no âmbito do ACR**



Fonte: ACENDE BRASIL (2012, p. 3).

Anota-se que, para a promoção da expansão das redes de transmissão, são realizados os leilões de transmissão.

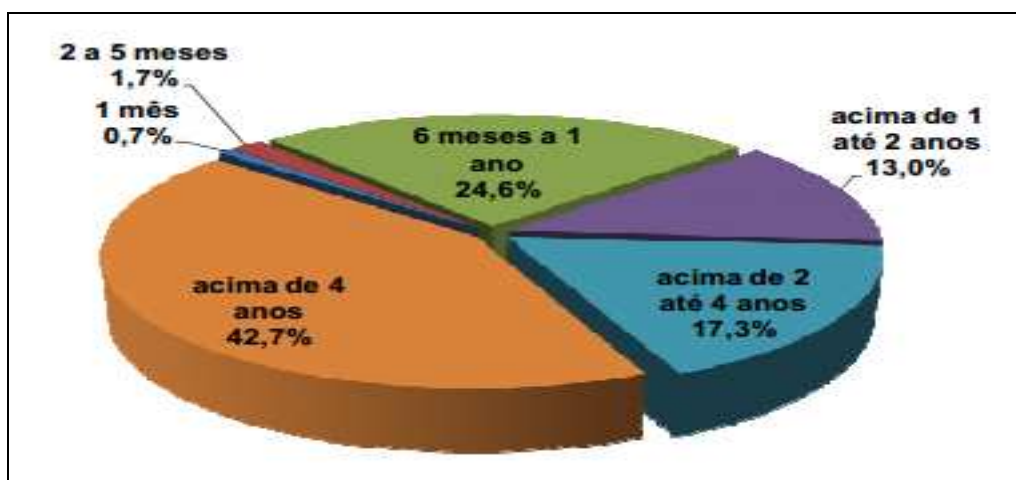
## 2.2 A ENERGIA COMERCIALIZADA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) são celebrados contratos bilaterais de compra/venda de energia elétrica. Neste ambiente, os agentes compradores adquirem energia diretamente dos agentes geradores.

A negociação das condições contratuais entre as partes ocorre de forma livre e as transações são formalizadas por meio de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL), que devem ser registrados na CCEE.

Em geral, os prazos dos contratos pactuados no âmbito do ACL são mais curtos do que os firmados no ACR, conforme ilustra o Gráfico 2 a seguir.

Gráfico 2 – Volume de contratos de compra no ACL



Fonte: CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2014e, p. 16).

Assim como as distribuidoras, os consumidores livres devem comprovar o atendimento de 100% de sua carga, que pode ser atendida por meio de geração própria ou pela celebração de contratos bilaterais negociados no âmbito do ACL. (SILVA, 2011).

Os agentes que atuam no mercado livre são os consumidores especiais, consumidores livres, geradores, produtores independentes, autoprodutores com excedentes, comercializadores e distribuidores.

Os comercializadores atuam no sentido de reduzir a percepção de riscos e penalidades por parte de geradores e consumidores, comprando energia no mercado livre e revendendo-a a consumidores livres ou outros comercializadores, por meio de contratos bilaterais, ou a distribuidoras, no âmbito do ACR, assumindo o risco de crédito do consumidor e o risco de performance do produtor, além de prover liquidez ao mercado. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

## 2.3 O MERCADO DE CURTO PRAZO

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados no mercado, seja no ACR seja no ACL, devem ser registrados na CCEE, cabendo a este órgão realizar a medição dos montantes que foram realmente produzidos e consumidos pelos agentes, além de apurar as diferenças, que podem ser positivas (sobra) ou negativas (falta).

O preço da energia elétrica no mercado de curto prazo, comercializada na CCEE, é apurado com base no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), um indicador calculado antecipadamente pela CCEE, com periodicidade máxima semanal, limitado por preços mínimo e máximo. O PLD, também chamado de preço *spot*, é um valor determinado para cada patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), vigente para cada período de apuração em seu respectivo submercado. (GANIM, 2009).

Castro e Leite (2010) anotam que as principais características do mercado de curto prazo no Brasil são a existência de um operador único de mercado, a CCEE, que centraliza as transações de compra e venda de energia, custos e preços associados diretamente ao despacho econômico, com modelo de preço baseado no preço marginal do sistema, calculado de forma *ex-ante* com bases semanais, demanda passiva no mercado atacadista e inexistência de pagamentos por capacidade.

O preço *spot* tem funções importantes em uma indústria desregulamentada, já que proporciona maior flexibilidade nas negociações, permite ajustes entre a energia contratada e a energia gerada e é usado como referência para contratos de longo prazo, constituindo uma ferramenta importante de ajuste entre ofertantes e demandantes. (NEWBERY, 1998 *apud* CASTRO; LEITE, 2010).

Os preços praticados no mercado de curto prazo brasileiro, no entanto, não decorrem diretamente da relação entre oferta e demanda, ao contrário do que é verificado em outros países. No Brasil, as transações no mercado de curto prazo são liquidadas ao PLD, que reflete o custo marginal do sistema, ou seja, o custo de produção de uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado, dependente da hidrologia atual e futura. Logo, o PLD não incorpora a reação da demanda ao seu processo de formação de preços.

### 3 ANÁLISE DAS REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

#### 3.1 ANTECEDENTES DA REFORMA E CRISE DO MODELO CENTRALIZADO

No Brasil, a eletricidade foi desenvolvida inicialmente com aportes de capital privado.

Até a década de 1930, o mercado local de eletricidade era dominado pelo Grupo Light, de origem canadense, que atuava no fornecimento de energia, principalmente no Rio de Janeiro e em São Paulo, e pela American Foreign Power Company (AMFORP), criada em 1923, que atuava no fornecimento de eletricidade no interior de São Paulo e em outras capitais e cidades de médio porte. Essas duas empresas incorporaram outras concessionárias e atuaram sem muita interferência do Estado até 1934. Os serviços de geração, transmissão e distribuição foram organizados sob a forma de sistemas independentes e isolados. (LEITE, 1997).

Além desses grandes grupos, muitas empresas públicas e privadas forneciam energia elétrica em pequena escala para as regiões mais pobres. Em 1950, 81% da capacidade instalada no sudeste brasileiro eram de propriedade da Light e da AMFORP.

Durante as administrações de Getúlio Vargas, o Estado iniciou a sua atuação na geração de energia, transmissão e distribuição. O primeiro passo foi a aprovação do Código de Águas e, em seguida, a atuação se estendeu ao investimento direto. Ainda assim, até a década de 1970, o capital internacional controlava a distribuição em São Paulo e no Rio de Janeiro, portanto, no centro industrial do país. (ARAÚJO, 1979).

O Código de Águas, editado em 1934 e regulamentado apenas em 1957, iniciou o processo de intervenção do Estado nos serviços de eletricidade e se tornou uma peça central na regulação de energia elétrica brasileira até as reformas recentes.

Referido diploma tinha como principais objetivos a ampliação do domínio público sobre as águas e a regulamentação da indústria hidrelétrica. Para ampliação

do domínio público sobre as águas, as quedas d'água foram incorporadas ao patrimônio da União. Determinava ainda a criação da Conta de Resultados a Compensar (CRC).

As concessões passaram a ser dadas a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil, já que o país não dispunha dos recursos para os investimentos necessários. No entanto, essa concessão seria temporária, e após o término do prazo os ativos seriam transferidos para o Estado.

Para viabilizar a transferência de propriedade dos ativos, foi criado o encargo de “Reserva de Reversão”, incluído na tarifa, correspondente a 3% do valor do capital aplicado, que ficava à disposição das empresas como fonte de recursos para financiamento (Fundo de Reversão). Esse fundo de reversão viabilizou a transferência da propriedade privada para o Estado depois de decorrido o prazo de concessão de trinta anos, pois, ano após ano, o saldo devedor das empresas registrado no Fundo de Reversão, depois de capitalizado com os juros devidos era acrescentado ao fluxo anual de recursos do encargo “Reserva de Reversão”. (AMARAL FILHO, 2007).

Quanto às tarifas, o Código de Águas determinou que corresponderia à prestação do serviço, mediante critério do “serviço pelo custo”, em substituição à “cláusula ouro”. Na metodologia de “serviço pelo custo”, as tarifas são fixadas de modo a permitir ao prestador de serviço integral ressarcimento dos custos incorridos na atividade, incluídos a depreciação e o lucro, ou remuneração do capital líquido, calculada à taxa de 10%, arbitrada pelo Estado, como poder concedente. Ou seja, a remuneração mínima do capital foi fixada em 10% sobre o custo histórico corrigível, nos termos da legislação vigente. Diferentemente, na “cláusula ouro”, as tarifas são fixadas em moeda nacional, mas o valor tem como referência o ouro, uma forma de amenizar os efeitos maléficos decorrentes da desvalorização da moeda nacional, que representava uma garantia de proteção aos investidores. (AMARAL FILHO, 2007).

Registre-se também a criação de uma agência reguladora – o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), com a incumbência de orientar a exploração dos recursos hídricos brasileiros.

Tal regulação, que substituiu os contratos de concessão existentes, eliminando a “cláusula ouro”, levou a inúmeros conflitos entre os investidores privados e o governo.

O resultado desses conflitos foi a redução nos investimentos por parte das empresas privadas, em face de uma demanda crescente e aumento das queixas dos consumidores contra a deterioração da qualidade de serviço. Com isso, os governos federal e estadual foram forçados a investir para garantir o fornecimento de energia elétrica, dado o caráter estratégico da atividade.

Ao longo das décadas de 1940 e 1950, surgiram várias empresas estatais que investiram na geração de energia elétrica. Em âmbito federal, têm-se a Centrais Elétricas S.A. (FURNAS), a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (ACHESF) e, em âmbito estadual, a Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), entre outras.

O Quadro 2, a seguir, elenca as empresas estaduais de energia elétrica criadas no Brasil, no período de 1943 a 1966.

**Quadro 2 – Criação das companhias de eletricidade estaduais no Brasil (1943-1966)**

Ano	Empresa
1943	Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE
1945	Empresa Fluminense de Energia Elétrica - EFE
1952	Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG
1953	Usinas Elétricas do Paranapanema - USELPA
1955	Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo - CHERP
1961	Centrais Elétricas de Urubupungá - CELUSA
1962	Bandeirantes de Eletricidade - BELGA
1964	Companhia de Melhoramentos da Paraíba - COMEPA (*)
1966	Centrais Elétricas de São Paulo - CESP (**)
1954	Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL
1955	Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC
1956	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - ESCELSA
1955	Centrais Elétricas de Goiás - CELG
1956	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA
1958	Centrais Elétricas do Mato Grosso - CEMAT
1959	Centrais Elétricas do Maranhão - CEMAR
1960	Cia de Eletricidade da Bahia - COELBA
1960	Empresa Distribuidora de Energia do Sergipe - ENERGIPÉ
1960	Companhia de Eletricidade de Alagoas - CEAL
1961	Centrais Elétricas do Piauí - CEPISA
1962	Cia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte - COSERN
1962	Companhia de Eletricidade de Pernambuco - CELPE

(\*) Criada pelo Governo do Estado de São Paulo

(\*\*) A formação da CESP se deu pela fusão das empresas USELPA, CELUSA, BELGA e CHERP

Fonte: RAMALHO (2003).

As significativas economias de escala, resultantes da construção de grandes usinas elétricas, levaram à criação de um sistema interligado de transmissão de energia, no qual as empresas de serviços públicos dividiam os custos relativos às linhas de transmissão. O grande dispêndio com ativos fixos envolvidos nesse processo mostrou que a cooperação – e não a competição – era a melhor opção para as empresas de energia elétrica. O primeiro passo para implementação do modelo centralizado foi a criação de monopólios regionais de distribuição. (OLIVEIRA, 1997).

Ainda, a teoria econômica prevalescente e prática da década de 1950, pautada pelo modelo de substituição de importações, favorecia o crescimento liderado pelo Estado para o desenvolvimento econômico, que seria o responsável pelos investimentos em infraestrutura com características de monopólios naturais.

Para financiar o desenvolvimento do setor elétrico a partir da intervenção do Estado, em 1953 foi criado o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), constituído por recursos do Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE) e do Tesouro Nacional.

Os recursos do IUEE eram divididos entre a União, estados e municípios. A União recebia 40% e os destinava ao financiamento dos projetos prioritários por intermédio, à época, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), gestor desses recursos. Os 60% dos recursos arrecadados restantes eram destinados a estados e municípios, que os destinavam ao financiamento de suas empresas e à expansão de seus sistemas elétricos.

Em 1961, autoriza-se a criação da Eletrobrás, que funcionaria como *holding* da maioria das empresas concessionárias federais de geração e transmissão de energia, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia (MME). Assim, teve início a implementação do sistema centralizado de despacho de energia elétrica.

Com a criação da Eletrobrás, o governo federal e alguns governos estaduais assumiram progressivamente as atividades de geração e de transmissão de energia elétrica, que cada vez mais exigiam vultosos investimentos e com longos períodos de maturação. A partir daí, a distribuição, inicialmente controlada por

empresas estrangeiras, foi progressivamente transferida para os governos estaduais.

Em 1965, surge a agência regulatória, nominada Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), considerada parte do sistema centralizado responsável pela distribuição das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que não eram realizadas mediante processo de licitações. Este mesmo órgão absorveu o CNAEE, em 1968.

O DNAEE também era responsável por fixar as tarifas e controlar as contas das empresas de energia elétrica, papel que desempenhou até 1977.

A propósito, os dois principais instrumentos adotados pela Eletrobrás para a tarefa de controlar a indústria de fornecimento de energia elétrica brasileira foram os seguintes:

(i) gestão do Fundo Federal de Eletrificação, que lhe permitiu atuar como banco de desenvolvimento do setor. Referido fundo incorporou ao seu patrimônio o empréstimo compulsório cobrado de grandes consumidores no início da década de 1960, trazendo novos recursos para o financiamento do setor; e

(ii) direção de dois comitês/grupos importantes de coordenação: um para Grupo de Coordenação de Operação Interligada (GCOI), criado em 1973 para controlar o sistema centralizado de despacho por meio da otimização do fluxo de água; e outro para o Grupo de Coordenação de Planejamento do Sistema (GCPS), criado em 1982 para projetar a demanda de energia elétrica, definir os investimentos necessários para expansão setorial e estabelecer o cronograma dos projetos de investimento de acordo com as prioridades definidas. O plano decenal de expansão consolidava em um único documento os resultados de cada ciclo anual de planejamento definido pelo GCPS.

Além do controle direto dos ativos de propriedade do governo federal, a Eletrobrás participou de diversas empresas estatais como acionista minoritário. Conflitos de interesse surgiam com frequência, principalmente com grandes companhias estatais como a CESP, CEMIG e COPEL, em que a Eletrobrás tinha participação minoritária. Ademais, os ativos da AMFORP, que havia deixado o Brasil no início da década de 1960, passaram para o controle da Eletrobrás.

Quanto aos conflitos de interesses envolvidos na atividade da Eletrobrás, Amaral Filho (2007, p. 73) anota:

Ao longo dos anos, desde sua criação, a Eletrobrás acumulara vários papéis: holding das empresas federais (as geradoras CHESF, FURNAS, ELETRONORTE e ELETROSUL, e as distribuidoras LIGHT e ESCELSA, além de ITAIPU Binacional – partilhada com a Administración Nacional de Electricidad, do Paraguai); ‘banco setorial’ (gestora dos recursos setoriais arrecadados, como RGR, que era uma contribuição cobrada das empresas de energia elétrica, proporcional a seus ativos, e o empréstimo compulsório) e ‘coordenadora técnica setorial’ (coordenando também o planejamento da expansão). O ‘conflito de interesses’ entre as suas diferentes funções gerou distorções com a priorização de seus projetos no planejamento setorial e a canalização de recursos financeiros setoriais para financiar as empresas sob seu controle, em detrimento das empresas estaduais. Os atritos mais fortes ocorreram com as grandes geradoras estatais estaduais, face à divisão de funções pretendida pelo governo federal a partir de 1964, pela qual a geração de eletricidade caberia às empresas federais, devendo as empresas estaduais ater-se à distribuição da energia.

Na maior parte das duas décadas seguintes à criação da Eletrobrás, o sistema coordenado e parcialmente centralizado obteve sucesso. O setor elétrico brasileiro apresentou crescimento expressivo nos últimos anos da década de 1960 e na maior parte da seguinte. Grandes projetos de geração foram colocados em operação e o sistema de transmissão apresentou forte expansão. Condições macroeconômicas favoráveis, como declínio da inflação e forte crescimento econômico no período pós-1967, contribuíram para a expansão do setor.

Outros fatores, como disponibilidade de empréstimos a taxas reduzidas e ausência de legislação ambiental, permitiram a construção de grandes usinas hidrelétricas e impulsionaram o crescimento do setor, necessário para acompanhar o rápido crescimento da demanda por energia elétrica. Outra vantagem a apontar foi a criação de elevado conhecimento técnico.

Em 1974, ocorreu a equalização tarifária em todo o país, de acordo com a classe de consumidor e o objetivo era criar incentivos para a instalação de indústrias em regiões menos desenvolvidas. Até então as tarifas eram definidas pelo custo histórico de cada concessionária.

Em um cenário em que as empresas deveriam praticar as mesmas tarifas, porém tinham estruturas de custos diferentes, era necessária a criação de um

mecanismo que permitisse a equalização tarifária, objetivo atingido com a definição da Conta de Resultados a Compensar; na verdade, tratava-se de um fundo de equalização gerido pela Eletrobrás. Para tanto, aos empreendimentos de baixo custo cumpria a tarefa de transferir os seus excedentes para o fundo, que os alocava em empreendimentos de custo alto.

No regime de equalização tarifária, havia uma tarifa única para o país inteiro, que deveria cobrir todas as despesas das concessionárias e lhes garantir um retorno financeiro de 10 a 12% ao ano. A rentabilidade setorial passou a ser calculada pela média. Assim, as concessionárias que tivessem rentabilidade superior à média setorial deveriam transferir seu excedente para o novo encargo denominado Reserva Global de Garantia (RGG). A diferença entre a média setorial e o mínimo assegurado de 10% era acumulada contabilmente na rubrica CRC. Esse procedimento balanceou as contas dos empreendimentos do setor, mas havia falhas, que se tornaram claras quando os problemas começaram a ocorrer.

O quadro favorável do setor elétrico começou a se reverter no início dos anos 1970. Após o choque do petróleo de 1973, a política de contenção das tarifas por autoridades econômicas como instrumento de combate à inflação começou a deteriorar a situação financeira das empresas do setor elétrico, que passaram a depender fortemente de empréstimos. Registre-se que decisões de investimento caras, somente possíveis por causa do modelo de centralização e do regime autoritário, em que as decisões eram tomadas principalmente por técnicos, sem considerar o aspecto financeiro, também contribuíram para a deflagração da crise do setor.

Assim, na segunda metade da década de 1970, as empresas passaram a recorrer a empréstimos no exterior para fazer frente a seus investimentos.

No final da década de 1970, com a venda da Light para o governo federal, em 1978, e a transferência de suas empresas à Eletrobras, observou-se a estatização quase que total do setor elétrico brasileiro. Ainda, os empréstimos vultosos para grandes projetos de expansão, estimulados pela abundância de “petrodólares”, recuaram quando as taxas de juros norte-americanas dispararam depois da Guerra Iran-Iraque e do segundo choque do petróleo, em 1979.

Em 1979, com o propósito de conter o desequilíbrio no balanço de pagamentos brasileiro, promoveu-se a maxidesvalorização de 30% da moeda nacional, agravando a situação do setor elétrico, que tinha boa parte de seu endividamento em moeda estrangeira. Portanto, o aumento das taxas de juros nos Estados Unidos da América e a correção monetária implantada a partir de 1980, fixada em níveis muito inferiores à inflação, contribuíram sobremodo para que o endividamento do setor elétrico brasileiro se tornasse insustentável.

Após o *default* da dívida externa do México, em 1981, os investimentos em expansão foram progressivamente reduzidos. A recessão econômica trouxe a crise da dívida, que caracterizou a “década perdida” da América Latina. O excesso de oferta que se seguiu também causou mais problemas para as indústrias. Além disso, a combinação de tarifas reguladas e restritas e o alto custo do serviço da dívida estrangulou o setor. O país mergulhou em uma intensa crise fiscal, com inflação alta e estagnação econômica.

O regime de equalização tarifária também contribuiu para o agravamento da situação. Empreendimentos de baixo custo, que enfrentavam problemas de caixa, deixaram de contribuir para o fundo de equalização RGG. A contenção tarifária, visando ao controle inflacionário, gerou grandes saldos credores para as concessionárias na conta de “Resultados a Compensar”, já que a remuneração mínima de 10% não era atingida.

Com a crise no setor público, os empreendimentos financeiramente saudáveis não mais podiam contar com a garantia soberana em seus empréstimos externos e o reflexo negativo não tardou: aumento no custo das linhas de financiamento.

Adiante, com o retorno da democracia em 1985, foram criadas leis de incentivo à diminuição dos impactos ambientais, questão que passou a ter importância crescente, resultando em pagamentos vultosos de ressarcimento a comunidades que foram afetadas pelas construções dos grandes reservatórios nas décadas anteriores e significativa elevação dos custos de novos projetos.

Com o objetivo de sanar a crise do setor, desenvolveram-se estudos para apresentar propostas de recuperação, com destaque para: (i) o Plano de Recuperação Setorial, de 1985, que apontava a necessidade básica de reposição

tarifária, inviabilizado pela política de congelamento de preços e tarifas, adotada pelo governo federal, em 1986; e (ii) o Plano de Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), de 1988, pioneiro na sinalização da necessidade de injeção de capital privado no setor.

Ainda, em 1988, com a promulgação da Constituição Federal, retiraram-se recursos do setor como o do Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE) e dos empréstimos compulsórios, portanto, aumentando a escassez de recursos para financiamento.

Por fim, é importante notar que o sistema nunca se tornou completamente centralizado, apesar do papel dominante da Eletrobrás. Mesmo dentro do Sistema Eletrobrás, o controle nominal de suas subsidiárias não era sinônimo de controle efetivo. Apesar de os governos estatais terem como única responsabilidade a distribuição de energia elétrica, os principais governos das regiões sul e sudeste do país não respeitaram a centralização e investiram em ativos próprios de geração e transmissão de energia. Havia disputas constantes entre as grandes concessionárias verticalizadas estatais e as empresas do grupo Eletrobrás, especialmente quanto aos recursos disponíveis para financiamento da expansão do sistema.

Nesse contexto, as concessionárias desenvolveram um intenso programa de obras para garantir o fluxo financeiro constante de recursos para investimentos. A nomeação para cargos executivos nestas empresas refletiam interesses políticos regionais e a operação desses ativos era, de fato, em grande parte autônoma, com destaque para FURNAS e CHESF.

### 3.2 A PRIMEIRA REFORMA E A CRISE ENERGÉTICA DE 2001

No início dos anos 1990, o modelo centralizado continuava em circulação, mas suas diversas falhas indicavam necessidade de busca por um novo modelo de operação. (FERREIRA, 2000).

Sobre o diagnóstico incentivador das reformas setoriais, Linhares Pires (1999, p. 140-141) destaca que:

Em linhas gerais, as reformas setoriais inspiram-se no seguinte diagnóstico de crise do modelo institucional:

- crise financeira da União e dos estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão; o consumo de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;
- má gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos de eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa; e
- inadequação do regime regulatório, em razão de inexistência de órgão regulador, de conflitos de interesses sem arbitragem, de regime tarifário baseado no custo de serviço e da remuneração garantida. Esse aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em função da utilização das tarifas para controle inflacionário.

Com a publicação da Lei n. 8.031/1990, foi criado o Programa Nacional de Desestatização (PND), que autorizava a “transferência à iniciativa privada de atividades indevidamente exploradas pelo setor público”. Em 1992, o Governo sinalizou a intenção de privatizar as empresas do grupo Eletrobrás. (RAMALHO, 2003 *apud* TONIM, 2009, p. 18).

A Lei n. 8.631, de 4 de março de 1993, é reconhecida como um dos primeiros passos em direção à reestruturação do setor elétrico. Referida lei classifica as tarifas em tarifa de suprimento, correspondente à “tarifa de atacado”, cobrada pelo concessionário-supridor ao concessionário-distribuidor, e tarifa de fornecimento, cobrada pelo concessionário-distribuidor do consumidor final, variando de acordo com o tipo de consumidor.

As principais contribuições da lei em comento foram: (i) utilização do saldo da CRC na compensação dos débitos intrassetoriais e extrassetoriais; (ii) extinção do regime de equalização tarifária, da garantia de remuneração, da CRC e da Reserva Nacional de Compensação da Remuneração (Rencor), instituída pelo Decreto-Lei n. 2.432/1988, que substituiu a RGG; (iii) com a extinção da equalização tarifária, cada concessionário passa a ter a sua própria tarifa, aprovada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e atualizada por

fórmulas paramétricas e respectivos índices; (iv) cada concessionário propõe ao DNAEE o nível da tarifa de fornecimento a ser cobrada dos consumidores finais. Ao DNAEE cabe, então, homologar as tarifas de fornecimento médias por empresa. Cada empresa, por sua vez, deve formular a sua estrutura tarifária por tipo de consumidor; (v) manutenção do rateio para cobertura dos gastos com combustíveis em sistemas isolados; (vi) torna-se obrigatória a organização dos Conselhos de Consumidores, para representá-los; (vii) obrigação de celebração de contratos de suprimento de energia entre concessionárias e supridoras, como condição para aprovação das tarifas de fornecimento, propostas pelas distribuidoras; (viii) em caso de inadimplência para com as geradoras, as receitas das distribuidoras serviriam como garantia de pagamento, que se daria mediante autorização de débito automático nas contas bancárias das próprias distribuidoras; (ix) as cotas de reversão (RGR) de 3% dos investimentos imobilizados das concessionárias voltam a ser recolhidas à Eletrobrás, destinando-se 2% destes recursos ao DNAEE, para custeio de suas atividades; e (x) concessionárias inadimplentes com as contribuições devidas à Reserva Global de Reversão (RGR) e à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) não teriam suas revisões tarifárias aprovadas. (GREINER, 1994).

Neste ponto, merecem destaque as medidas direcionadas ao restabelecimento do nível tarifário, essenciais à recuperação financeira setorial. Mesmo após o saneamento da crítica situação financeira das empresas do setor, que constituía a principal motivação microeconômica para privatização, outras razões, inclusive de natureza macroeconômica, continuavam a impulsionar o setor no sentido da privatização, como o ajuste do balanço de pagamentos, possibilitado pela atração de recursos externos e pressões pelo equilíbrio fiscal, que seria auxiliado pelos recursos provenientes da venda de empresas federais. (AMARAL FILHO, 2007).

Ainda, em 1993, o Decreto n. 915 permitiu a formação de consórcios de empresas para geração de energia como forma de estimular a retomada de obras necessárias à expansão da geração, que estavam paralisadas, atrasadas ou até mesmo não iniciadas, devido ao longo período de dificuldades financeiras atravessado pelo setor. O Decreto n. 1.009 criou o Sistema Nacional de

Transmissão Elétrica (SINTREL) que tinha como objetivo abrir as linhas de transmissão para livre acesso de quaisquer geradores. (AMARAL FILHO, 2007).

Apesar das iniciativas em direção à maior abertura do setor, representadas pela Lei n. 8.631/1993 e pela criação do SINTREL, estas não foram efetivas na promoção da reestruturação institucional do setor, com a entrada de novos agentes para exploração dos serviços de energia elétrica, sob o regime de concessão, permissão ou autorização. Os regimes de concessão e permissão foram abordados na Lei n. 8.987/1995, conhecida como “Lei das Concessões”, que fornecia as regras gerais para licitação das concessões em geral, inclusive as do setor elétrico, e também a Lei n. 9.074/1995, que estabeleceu normas relativas à outorga e à renovação das concessões no setor elétrico. (RAMALHO, 2003).

Assim, após a posse do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1995, foi iniciada a real reestruturação do setor e a privatização.

Goldenberg e Prado (2003), em artigo sobre a matéria, traçam o pano de fundo do debate elétrico nos anos de 1990, quando conviviam concepções divergentes sobre a condução dos problemas do setor. Enquanto uma linha propunha uma reforma liberal, como as ocorridas na Inglaterra e na Argentina, sob a argumentação de que tal reforma, por meio da ascensão dos mercados e das empresas multinacionais, permitiria uma rápida mudança no papel exercido pelo Estado, a outra, defendida principalmente por técnicos do setor, propunha uma reformulação na estrutura já existente. A reforma proposta pelo governo FHC buscou a redefinição completa do papel do Estado no setor elétrico.

O governo, que tinha como objetivo principal a consolidação do Plano Real, precisava alcançar o equilíbrio fiscal nas contas públicas para cumprir seus acordos com organismos financeiros internacionais. Portanto, o setor elétrico, que apresentava forte desequilíbrio fiscal, tornou-se objeto de intensa reforma, influenciada também pela disseminação do liberalismo no contexto do Consenso de Washington, que abordava questões inerentes aos países em desenvolvimento que passavam por dificuldades, como o Brasil. (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

Os autores apontam como objetivos pretendidos pela reforma do governo:

- Desverticalização, visando à separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;

- Privatização, transferindo para o setor privado a responsabilidade pela realização dos investimentos, além de fornecer recursos para o erário público;
- Competição na geração e na comercialização, propiciando um grande estímulo para o aumento da eficiência e a redução dos preços;
- Livre acesso às redes de transmissão e distribuição, permitindo efetivamente a competição na produção e na comercialização. (GOLDENBERG; PRADO, 2003, p. 225).

Na prática, as Leis n. 8.987/1995 e n. 9.074/1995 definiram as bases da primeira reforma do setor elétrico. Os principais pontos abordados foram: (i) licitação de novos potenciais hídricos, visando proporcionar competição na geração; (ii) livre acesso à rede de transmissão e definição de uma malha básica; (iii) divisão dos consumidores entre livres e cativos, valendo mencionar que os consumidores livres, classificados como aqueles com carga igual ou superior a 10MW e atendidos em carga igual ou superior a 69kV, poderiam escolher o seu fornecedor, respeitados os limites da legislação; (iv) regulação por tetos tarifários; (v) introdução do Produtor Independente de Energia (PIE) regulamentado pelo Decreto n. 2.003/1996; (vi) obrigatoriedade de conclusão de projetos paralisados ou nova licitação dessas concessões; e (vii) mecanismos facilitadores para a privatização. (RAMALHO, 2003).

Ainda, em 1995, o governo federal lançou o projeto RE-SEB, em que traçava alguns princípios básicos pretendidos para o setor elétrico brasileiro. Para projetar o novo modelo, baseado em um modelo descentralizado e funcional, que permitisse ao governo atingir os objetivos definidos no RE-SEB, a Eletrobrás contratou, no início de 1996, a empresa americana de consultoria e contabilidade Coopers & Lybrand. Ao longo do trabalho da referida empresa, alguns governos estaduais e o governo federal já comandavam privatizações por conta própria, conforme ilustrado no Quadro 3 apresentado a seguir. (FERREIRA, 2000).

**Quadro 3 - Privatizações do setor elétrico brasileiro**

Nome	Data de Privatização	Área de Serviço/Localização	Comprador	Preço (R\$ Milhões)	% Vendida	Ágio (%)
ESCELSA	12-jul-95	ES	IVEN S. A. , GTD Participações	385,0	50	11,78
LIGHT	21-mai-96	RJ	AES; Houston; EdF; CSN.	2.230,0	51	0
CERJ (AMPLA)	20-nov-96	RJ	Endesa(Sp); Enersis; Ed Port.	605,3	70,26	30,27
COELBA	31-jul-97	BA	Iberdrola; BrasilCap; Previ; BBDTVM	1.730,9	65,64	77,38
AES SUL	21-out-97	RS	AES	1.510,0	90,91	93,56
RGE	21-out-97	RS	CEA; VBC ; Previ	1.635,0	90,75	82,7
CPFL	05-nov-97	SP	VBC ; Previ; Fundação CESP	3.015,0	57,6	70,1
ENERSUL	19-nov-97	MS	Escelsa	625,6	76,56	83,79
CEMAT	27-nov-97	MT	Grupo Rede; Inepar	391,5	85,1	21,09
ENERGIPE	03-dez-97	SE	Cataguazes; Uptick	577,1	85,73	96,05
COSERN	11-dez-97	RN	Coelba; Guaraniana; Uptick	676,4	77,92	73,6
COELCE	02-abr-98	CE	Consócio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	867,7	82,69	27,2
ELETROPAULO	15-abr-98	SP	Consórcio Lightgás	2.026,0	74,88	0
CELPA	09-jul-98	PA	QMRA Participações S. A. (Grupo Rede e Inepar)	450,3	54,98	0
ELEKTRO	16-jul-98	SP / MS	Grupo Enron Internacional	1.479,0	46,6	98,94
CACHOEIRA DOURADA	05-set-97	GO	Endesa / Edegel / Fundos de Investimentos	779,8	92,9	43,49
GERASUL	15-set-98	RS	Tractebel(Belga)	945,7	50,01	0
BANDEIRANTE	17-set-98	SP	EDP (Portugal) - CPFL	1.014,0	74,88	0
CESP Tiête	27-out-99	SP	AES Gerasul Emp	938,1	-	29,97
BORBOREMA	30-nov-99	PB	Cataguazes-Leopoldina	87,4	-	-
CELPE	20-fev-00	PE	Iberdrola/Previ/BB	1.780,0	79,62	-
CEMAR	15-jun-00	MA	PP&L	552,8	86,25	-
SAELPA	31-nov-00	PB	Cataguazes-Leopoldina	363,0	-	-
CTEEP	28-jun-06	SP	ISA (Interconexión Eléctrica S/A Esp)	1.193,0	-	57,89
<b>TOTAL</b>				<b>25.858,55</b>		

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (2014).

Apesar do discurso prevalecente à época de que as privatizações deveriam ser precedidas da construção de um sistema regulatório adequado, nota-

se que algumas empresas foram privatizadas antes mesmo da criação da ANEEL, criada em dezembro de 1996 e implementada em outubro de 1997, fragilizando, assim, a capacidade da agência de cumprir com obrigações sobre o setor privado, que não participou da formulação dos contratos das privatizações anteriores à sua criação. (CORREIA *et al*, 2006).

Em meados de 1997, a Coopers & Lybrand (1997) apresentou relatório com as suas recomendações para reestruturação do setor elétrico brasileiro. As principais recomendações apresentadas no documento foram:

(i) criação de um mercado atacadista de eletricidade (MAE) – concebido como ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas, onde seriam realizadas as transações de compra e venda de energia no âmbito do sistema interligado, incluindo a contabilização dessas informações e a liquidação das diferenças entre os valores contratados e os verificados por medição (TONIM, 2009). O MAE tinha como finalidade a promoção da competição na transmissão e na geração de energia elétrica, e deveria ser o ambiente propício para formação transparente de preços e para sinalizar oportunidades de investimento no setor elétrico;

(ii) estabelecimento de contratos iniciais de compra e venda de energia com vistas a criar uma fase de transição para o mercado competitivo – os contratos iniciais, constituídos com base nas transações de suprimento existentes entre distribuidoras e geradoras federais e estaduais seriam considerados válidos por um período determinado, durante o qual os montantes contratados seriam progressivamente reduzidos, ficando as geradoras livres para negociar a energia descontratada em novas condições. (AMARAL FILHO, 2007);

(iii) desmembramento dos ativos de transmissão e criação de um Operador Nacional do Sistema (ONS) para administrar o sistema interligado. O órgão, criado em 1998 como entidade de direito privado e sem fins lucrativos, e fiscalizado pela ANEEL, substituiu as funções que até então eram exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). A principal função do ONS era atuar no planejamento e programação da operação e no despacho centralizado da geração. Além disso, tinha a responsabilidade de contratar e administrar os

serviços de transmissão de energia elétrica, atuando com autorização e sob a fiscalização da ANEEL. (RAMALHO, 2003; AMARAL FILHO, 2007);

(iv) organização das atividades financeiras e de planejamento da expansão, que ficou a cargo do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE), coordenado pela Secretaria de Energia do MME, que deveria orientar as ações do governo para assegurar o fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a Política Energética Nacional definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Também caberia ao CCPE oferecer aos agentes de mercado de energia um quadro de referência para seus planos de investimento, mediante a elaboração de um planejamento indicativo decenal para expansão do parque gerador, e determinante para a expansão da rede básica cinco anos à frente, pois a partir do sexto ano o planejamento dessa rede seria indicativo. (RAMALHO, 2003).

O próximo passo para a legislação setorial foi dado em dezembro de 1996 com a criação da ANEEL, instituída como autarquia especial pela Lei n. 9.427/1996. (TONIM, 2009).

À ANEEL, novo órgão fiscalizador e regulador do setor elétrico e detentora do poder concedente, coube as atribuições de: (i) promover as licitações para contratação de concessionárias de serviço público para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e para outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hídricos; (ii) celebrar e gerir os contratos de permissão ou concessão de serviços públicos de energia elétrica e de concessão de uso de bem público; (iii) expedir e fiscalizar as autorizações; (iv) regular as tarifas e definir condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionária, consumidores livres, autorizadas e permissionárias; (v) definir as regras de participação no MAE; (vi) homologar o acordo de mercado e autorizar as atividades do ONS; (vii) estabelecer limites de participação dos agentes de geração e distribuição de energia, de modo a impedir cartéis e criar condições de entrada de novos agentes no setor, atuar em conjunto com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (SDE), com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e com a Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE). (RAMALHO, 2003).

A Lei n. 9.427/1996 também ampliou o universo dos chamados “consumidores livres”, permitindo que consumidores com carga maior ou igual a 500 kW comprassem energia de PCHs, usinas de biomassa, eólica ou solar, mediante contratos de compra e venda de energia elétrica diretamente com a usina. (TONIM, 2009).

A Lei n. 9.648/1998 incorporou as recomendações feitas pelo relatório da Coopers & Lybrand, que, entre outras medidas, criou formalmente o MAE e regulamentou os contratos iniciais. (FERREIRA, 2000).

De acordo com o novo modelo do setor elétrico, a expansão da oferta de energia dependeria da assinatura de contratos de compra e venda de energia entre distribuidoras e consumidores livres com as empresas geradoras, já que não havia mais o planejamento setorial centralizado.

Entre 1995 e 1999, a expansão da oferta de energia elétrica decorreu do término de obras iniciadas pelas estatais, com uma média anual de potência adicionada aos sistemas elétricos de 2.100 MW, enquanto a necessidade para atender ao crescimento da demanda foi estimada entre 2.500 a 3.000 MW. (SAUER, 2002 *apud* TONIM, 2009).

Em 1999, enquanto a Eletrobrás projetava uma necessidade de 85GW de capacidade instalada de 85 GW em 2003, a capacidade nominal instalada era de apenas 63,9 GW. (PIRES *et al.*, 2002 *apud* RAMALHO, 2003).

Diante da iminente insuficiência de oferta de energia elétrica, o governo estabeleceu, em 2000, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), que oferecia condições especiais para as usinas que entrassem em operação antes de 2003, com o objetivo de incentivar a implantação de novas usinas termelétricas. A Eletrobrás, por sua vez, atuaria como compradora de última instância da energia gerada pelas usinas termelétricas implantadas. Mas o PPT não foi implantado no tempo esperado principalmente devido ao embaraço que se instalou entre MME, ANEEL, Petrobras e Ministério da Fazenda quanto ao repasse da variação cambial do preço do gás aos consumidores no intervalo entre os reajustes anuais de tarifas. Como o preço do gás é denominado em dólares e a Lei do Real só permitia o reajuste tarifário anual, havia dificuldade na compensação da variação cambial. (KELMAN, 2001; RAMALHO, 2003).

Ademais, o fato de a hidrologia favorável do ano de 2000 não se repetir em 2001, tornou inevitável a implantação do racionamento de energia elétrica, anunciado em 11 de maio de 2001 para início logo em 1º de junho de 2001, com a meta de economizar 20% da energia elétrica. A implantação do racionamento gerou a necessidade, por parte das autoridades, de explicações à sociedade dos motivos da adoção de tal medida, o que só foi ocorrido com a criação, em maio de 2011, da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. (GOLDENBERG; PRADO, 2003; AMARAL FILHO, 2007).

Em 28 de junho de 2001, foi instalada a Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica (GCE), que deveria propor ações para o enfrentamento da crise do setor elétrico. A GCE teve como grande mérito a promoção do engajamento do governo para superar os problemas de coordenação entre os diversos órgãos governamentais. (TONIM, 2009).

O plano de ação da GCE incluía a definição de um programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica, conduzido pelo MME, um programa emergencial de aumento da oferta de energia elétrica e a revitalização do modelo do setor elétrico, iniciado com a criação do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que deveria buscar soluções que preservassem os pilares básicos de funcionamento do modelo setor – competição nos segmentos de geração e comercialização, expansão dos investimentos com base em aportes da iniciativa privada e regulação dos segmentos que são monopólios naturais. (RAMALHO, 2003).

Entre as atividades de revitalização, o Acordo Geral do Setor, ao mesmo tempo que retomou o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor por meio de uma Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), uma medida necessária já que as empresas do setor elétrico tiveram suas receitas abaladas pelo racionamento de energia, promoveu reduções no padrão de consumo da população e substituição de equipamentos elétricos por outros mais eficientes. (CORREIA *et al.*, 2006).

A Lei n. 10.433/2002 alterou o funcionamento do MAE, que ficou submetido a autorização, regulamentação e fiscalização pela ANEEL e passou a ser integrado por concessionários, permissionários, detentores de autorização e outros

agentes, com a finalidade de viabilizar transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados. (TONIM, 2009).

Kelman (2001) relata que a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, coordenada por Jerson Kelman, apresentou, em 21 de julho de 2001, relatório apontando as principais razões para a crise de suprimento de energia elétrica no país, no qual se destacou que a hidrologia desfavorável dos anos anteriores precipitou a crise no contexto de um sistema desequilibrado, mas que não seria suficiente para causar a crise. Sobre a investigação dos fatores que levaram o sistema ao desequilíbrio, o relatório apontava que o crescimento da demanda de energia elétrica entre 1998 e 2000 estava em linha com o projetado e que, portanto, a origem do desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do novo modelo para o setor teve origem no lado da oferta, especificamente pelos atrasos na entrada de obras de geração e transmissão programadas e efetivamente inauguradas no período 1998-2001, somando-se o fato de não haver construção de obras de geração de energia adicionais previstas em planos decenais, essenciais para compensar a defasagem de investimentos ocorrida desde o início dos anos noventa. A não implementação de obras de geração adicionais é apontada no relatório como fator predominante para a ocorrência da crise de suprimento, já que este fator responde por dois terços da energia não aportada.

Ainda, a interrupção no processo de privatização da geração culminou com atrasos de obras programadas e não construção de obras previstas nos programas decenais. Como as geradoras continuaram estatais e o acordo com o FMI limitou os investimentos públicos, o crescimento da oferta de energia foi paralisado. Das trinta e uma usinas do programa indicativo de licitação de usinas de geração hidrelétrica para o biênio 2000-2001, somente treze foram licitadas em 2000. (PIRES *et al.*, 2002 *apud* RAMALHO, 2003).

Um estudo realizado em 2003 pela empresa de consultoria Tendências, apontou a falta de capacidade do governo em implementar o modelo proposto, principalmente devido a impasses frequentes entre a União e alguns governos estaduais, que resistiam à privatização. A distribuição foi parcialmente privatizada, com cerca de 61% do mercado consumidor local, mas o mesmo não ocorreu com a

geração, pois 72% do mercado consumidor local permanecia nas mãos do Estado. (RAMALHO, 2003).

O relatório evidencia também que houve falhas no processo de transição do modelo anterior para o novo modelo setorial. As falhas apontadas dizem respeito especificamente ao superdimensionamento das energias asseguradas, que respaldaram os contratos iniciais de compra e venda de energia, resultando em uma sinalização equivocada para contratação de nova geração. (KELMAN, 2001).

De acordo com o mencionado relatório:

Na transição para o novo modelo, a ampliação da capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras que seguiam um planejamento centralizado, procurando manter o risco de algum racionamento em até 5%. A expansão da oferta energética passaria a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPAs<sup>2</sup> para atender à demanda energética crescente de seus consumidores. (KELMAN, 2001, p. 8).

Assim, a energia contratada pelas distribuidoras por intermédio dos contratos iniciais de compra e venda de energia, que, em tese, cobririam 100% dos requisitos das distribuidoras no período 1999-2001, desestimulou a expansão da oferta pelas distribuidoras, que entenderam que os 40 mil GWh de geração adicional apontados como necessários, de acordo com os estudos de planejamento da expansão, seriam supérfluos. Como a energia gerada não foi suficiente para atender a energia contratada, o ônus financeiro recairia sobre as geradoras, que teriam de adquirir a diferença no MAE. Mesmo com exposição a perdas financeiras, não houve investimentos por parte das geradoras. (KELMAN, 2001).

Outros pontos mencionados no relatório como razões para a crise de suprimento, segundo Kelman (2001) foram: (i) insucesso das iniciativas governamentais para amenizar a crise, devido à ineficácia da gestão governamental, caracterizada por falhas de coordenação, comunicação e controle; (ii) falta de coordenação entre os setores de eletricidade, petróleo e gás e área econômica; (iii) difusão e indefinição de responsabilidades entre a ANEEL e o MME; (iv) fluxo de informações inadequado entre ONS, ANEEL, MME e Presidência da República para transmitir ao alto escalão do governo a real severidade da crise que se aproximava;

---

<sup>2</sup> Power Purchase Agreements – Contratos bilaterais de longo prazo entre distribuidoras e geradoras.

(v) ausência de um plano alternativo que indicasse que atitudes deveriam ser tomadas em uma situação hidrológica adversa; (vi) lacunas de atribuições e de atuação do CNPE e do MME/Secretaria de Energia, que não estavam aparelhados com recursos técnicos e humanos para exercer as suas funções, fazendo com que nenhuma instituição estivesse encarregada de verificar a lógica global do processo e exercer a coordenação na implementação da política energética entre as esferas do governo; (vii) dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado, já que a principal preocupação da agência era evitar o aumento da tarifa de energia elétrica ao consumidor, quando, na verdade, deveria ser estimular os investimentos públicos e privados no momento adequado. Com isso, a regulação não se caracterizou por regras estáveis, claras e concisas de modo a criar um ambiente favorável a investimentos; (viii) desobediência em relação a questões contratuais – a divergência quanto a compromissos contratuais de Angra II levou à paralisação das atividades de contabilização e liquidação do MAE por um ano, que resultou em perda de confiança dos agentes no mercado atacadista, e à falta de percepção dos agentes públicos e privados de que os contratos seriam honrados; e (ix) legislação incompleta e insuficiente.

O cenário do setor elétrico, após a crise energética de 2001, era alarmante: as distribuidoras endividadas em moeda estrangeira se tornaram insolventes, as geradoras perdiam seus contratos iniciais, já que estes previam redução gradual, e ficavam expostas a preços baixos no mercado de curto prazo, já que o racionamento provocou a queda da demanda por energia e a hidrologia favorável iniciada em 2002 aumentou a oferta. No entanto, pelo menos dois fatores positivos da reforma promovida pelo governo FHC merecem destaque: a implementação de uma agência regulatória com alto grau de autonomia e abertura, com foco na proteção dos consumidores e criação de pressões competitivas com no arcabouço institucional para o sistema de produção, que se mostrou eficiente com as concessões pela menor tarifa, em sistema de leilão reverso, atraindo investidores. (ARAÚJO, 2006).

### 3.3 A “REFORMA DA REFORMA” – O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

De início, é importante mencionar que, a partir da constatação do esgotamento da capacidade de investimento do modelo estatal, tentou-se uma rápida transição para um modelo privado. No entanto, como tal não se confirmou, foi necessário formatar um modelo setorial alternativo, capaz de equilibrar a convivência dos capitais público e privado em um ambiente competitivo. A medida, em rigor, mostrou-se como uma contrarreforma regulatória, que, destituída de qualquer juízo de valor, representa um recuo em alguns aspectos da reforma iniciada na década de 1990 e a construção de regras institucionais para o retorno do planejamento central e estatal, e para os investimentos públicos que haviam sido abandonados. (CORREIA *et al.*, 2006, p. 18).

A crise energética de 2001 teve significativos impactos econômicos e políticos e foi um fator utilizado pela oposição na eleição presidencial de 2002, que a apontou como resultado da má gestão governamental, assumindo, em contrapartida, durante a campanha eleitoral, o compromisso de reestruturar o setor elétrico.

A instabilidade econômica gerada pela incerteza política diante da iminência da eleição do então candidato Lula foi controlada pela “Carta aos Brasileiros”, de 22 de junho de 2002, em que Lula se comprometia a cumprir os contratos contraídos pelo país e a pagar a dívida externa, evidenciando a concepção de que o governo brasileiro não romperia com o arcabouço geral vigente, inclusive no setor de infraestrutura. A aproximação do Partido dos Trabalhadores (PT) de empresários e setores conservadores, essenciais à sua eleição, fez com que o partido assumisse compromissos que impediam rupturas com as políticas públicas vigentes, incluídas as políticas de privatização e desmembramento do setor elétrico em unidades de negócios (geração, transmissão e distribuição). Ao contrário, ao novo governo caberia o papel de incrementá-las, o que foi feito com a regulamentação das Parcerias Público-Privadas (PPPs). (PASE; ROCHA, 2010).

Assim, após a eleição presidencial ocorrida em 2002, com a vitória do então candidato Lula, é iniciado o processo de redefinição do setor elétrico nacional. O ano de 2003 foi marcado por amplos debates entre os entes do setor e o governo

federal, representado pelo MME, para desenho e implantação do que seria chamado de “Novo Modelo do Setor Elétrico”.

Em fevereiro de 2003, o governo federal, por intermédio do MME, instituiu um grupo de trabalho para assessorar as atividades de formulação e implantação da reforma institucional do setor elétrico. Os trabalhos realizados por este grupo estão detalhados no documento intitulado “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, divulgado pelo MME, em 11 de dezembro de 2003.

O modelo proposto fixava três objetivos principais: “garantir a segurança de suprimento de energia elétrica”, “promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados”, e “promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento”. (BRASIL, Ministério de Minas e Energia, 2003, p. 7).

O Novo Modelo foi implementado a partir da edição das Medidas Provisórias n. 144 e n. 145, em dezembro de 2003. A MP n. 144 alterou os marcos institucional e regulatório do setor e a MP n. 145 aprovou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Em março de 2004, estas MPs foram convertidas nas Leis n. 10.848 e n. 10.847, respectivamente. (AMARAL FILHO, 2007).

A Cartilha do MME registra como elementos fundamentais do “novo modelo”: a retomada do papel do Executivo como poder concedente, anteriormente desempenhado pela ANEEL e transferido ao MME, a reestruturação do planejamento de médio e longo prazos, por meio da EPE, o monitoramento das condições de atendimento no curto prazo, a competição na geração com a licitação pela menor tarifa, o redirecionamento para o longo prazo da contratação de energia, compatível com a amortização dos investimentos realizados, a criação de dois ambientes de contratação de energia, um livre e um regulado, a desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade, o estabelecimento de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda e a instituição de um pool de contratação regulada de energia a ser comprada pelas distribuidoras.

Esses elementos fundamentais são agregados a outros na tarefa de definição das medidas específicas para atingir cada um dos pilares do modelo.

Assim, para garantir a segurança do suprimento, o “novo modelo” especificou as seguintes medidas:

- a constituição de uma **reserva de segurança** do sistema por meio de **licitação**, com base nos estudos de planejamento, visando a matriz hidrotérmica [...] capaz de garantir a maior segurança ao menor custo de suprimento possível e da **melhoria do critério de garantia** do suprimento [...], com a definição de novos parâmetros a ser feita a partir dos estudos de planejamento;
- a exigência de **contratação de 100% da demanda** por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;
- a **contratação da energia** visando à expansão do mercado com antecedência de **três e cinco anos** e por meio de contratos de longo prazo;
- a criação do **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE**, coordenado pelo MME, responsável pelo monitoramento permanente da segurança de suprimento, podendo propor a **contratação de reserva conjuntural**, em caso de desequilíbrio entre a oferta e a demanda; e
- o aperfeiçoamento da **governança do ONS**, de forma a garantir que, cada vez mais, as decisões operativas privilegiem a segurança do sistema. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2004, p. 4, grifo nosso).

Para garantir a modicidade tarifária e a alocação eficiente dos recursos, o “novo modelo” propôs:

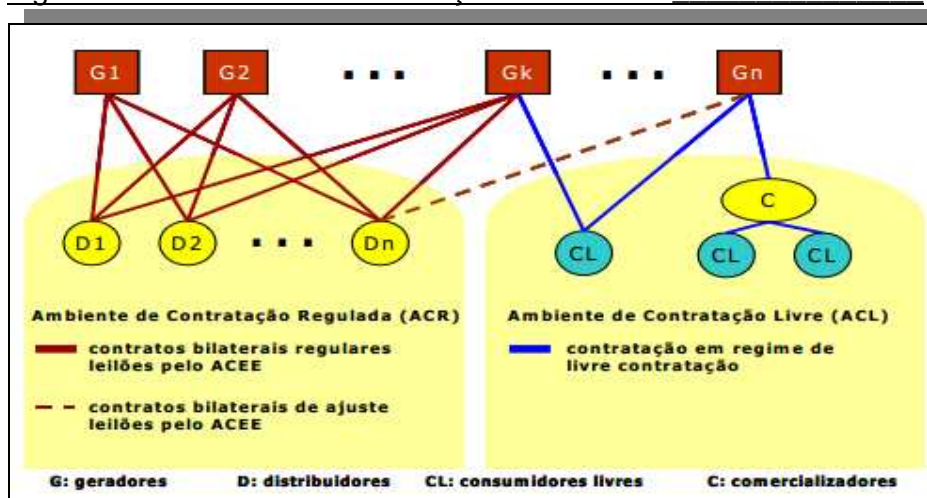
- a definição de dois ambientes de contratação de energia, um regulado, congregando todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia se farão sempre por licitação, pelo critério de menor tarifa, e outro livre, no qual se inscrevem os consumidores livres e os comercializadores, com capacidade de negociar seus contratos de suprimento;
- o estabelecimento da contratação conjunta por todos os distribuidores, na forma de um **pool**, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia e a distribuição equilibrada dos riscos e benefícios da contratação;
- a obtenção, pelos vencedores das licitações visando à expansão da oferta, de contratos de suprimento de longo prazo (15 a 20 anos), o que tende a reduzir o custo do financiamento e melhora as condições para o investimento;
- o acesso do autoprodutor, do produtor independente de energia e do grande consumidor aos empreendimentos mais eficientes, conferindo incentivos para o bom funcionamento do mercado de livre contratação e tornando efetiva a relação entre os dois ambientes de contratação, com reflexos positivos na formação dos preços e tarifas;
- a competição na geração e a existência simultânea dos dois ambientes de contratação, permitindo uma efetiva gestão dos contratos e melhorando o perfil do risco do investidor;

- a reestruturação do planejamento setorial, com contestação de preço, permitindo a escolha dos projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para a expansão da oferta;
- a concessão de licença prévia ambiental como pré-requisito para as licitações das novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, o que reduz riscos para o investidor;
- a exigência da desverticalização da distribuição, impedindo que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos sejam indevidamente repassados às suas tarifas. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2004, p. 3-4, grifo nosso).

Uma das principais inovações do “novo modelo” do setor elétrico foi a constituição de dois ambientes para celebração dos contratos de compra e venda de energia elétrica, o ACR e o ACL, detalhados no Capítulo 2 deste trabalho.

A Figura 4 apresentada a seguir ilustra as relações contratuais vigentes no “novo modelo” do setor elétrico brasileiro.

Figura 4 – Ambientes de contratação: ACR e ACL



FONTE: BRASIL, Ministério de Minas e Energia (2003, p. 31).

Conforme ilustrado, no ACL, os consumidores livres podem adquirir energia elétrica diretamente dos geradores ou por meio de comercializadoras, enquanto os geradores podem vender energia elétrica exclusivamente no âmbito do mercado livre ou nos dois mercados (ACL e ACR).

No âmbito do ACR, a EPE realiza estudos com o objetivo de estimar a demanda de energia elétrica das distribuidoras que realizarão a contratação de energia elétrica por meio de um mecanismo de *pool*, em que estas mesmas

distribuidoras, agrupadas, constituem o conjunto de contratação, compondo a quantidade total demandada. A partir do levantamento da demanda, a EPE planeja a expansão da oferta de energia elétrica necessária para atender à demanda futura, estabelece o preço máximo a ser ofertado em leilão por tipo de empreendimento (hidrelétricas e outras fontes) e define quais empreendimentos serão ofertados no leilão, para que os empreendedores interessados façam o respectivo credenciamento. Vence o leilão, promovido pela ANEEL, o empreendimento que apresentar a menor tarifa, constituindo a chamada competição na geração. Após a seleção dos geradores, por meio de leilão, os empreendimentos são ordenados por ordem crescente de valor por MWh, e aqueles com o menor valor são os primeiros a celebrar contratos com as distribuidoras, o que ocorre sistematicamente até que 100% da energia elétrica demandada pelas distribuidoras esteja contratada. Aqui, cabe ressaltar que cada distribuidora assina contratos com várias geradoras, de forma que o valor pago pelas distribuidoras resulte na média ponderada de toda a energia comercializada naquele leilão. (GONÇALVES JUNIOR, 2007). A duração dos contratos varia de acordo com o tipo de leilão realizado.

Para atingir os objetivos propostos, o “novo modelo” instituiu a criação de algumas instituições e reestabeleceu as atribuições dos agentes já existentes, conforme explicitado a seguir.

- Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, especialmente na:

[...] execução de estudos para definição da Matriz Energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo; execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos; execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão); promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; e promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *O novo modelo do setor elétrico*, 2004).

- Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), presidido pelo MME, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a

continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, que deve “[...] monitorar as condições de atendimento no horizonte de cinco anos; recomendar ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento, incluindo ações no lado da demanda, contratação de reserva conjuntural, e outras”. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2004).

- Criação, em substituição ao MAE, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), associação civil sem fins lucrativos, mantida pelo conjunto de agentes que atuam no mercado de compra e venda de energia elétrica, agrupados em três categorias: geradores, distribuidores e comercializadores. Seu objetivo é exercer “[...] as atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL; administração da contratação de energia no âmbito do ACR”, além de atuar como interveniente:

[...] nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor, na forma de um pool, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos e equalizando o preço da energia para os distribuidores e nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2004).

No “novo modelo”, o planejamento da expansão do setor elétrico é dividido em três etapas. As duas primeiras são coordenadas pela EPE e a última fica sob a responsabilidade de um novo órgão, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). As etapas são: (i) planejamento de longo prazo, que cobre um horizonte de até vinte anos, com ciclos de atividades quadrienais, em que é definido o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico (PELP); (ii) planejamento de médio prazo, que cobre um horizonte de até dez anos, com ciclos de atividades anuais, em que são definidos o Plano Decenal de Expansão (PDE) e o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão (PDET); e (iii) monitoramento das condições de atendimento eletroenergético. (BRASIL, Ministério de Minas e Energia, 2003).

A Medida Provisória n. 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, determinou a renovação antecipada das concessões de geração e transmissão, com vistas à redução da tarifa ao consumidor em cerca de 20%, gerando instabilidade no setor, já que as empresas

que aceitaram a renovação tiveram suas receitas reduzidas e as que não aceitaram deixaram deficits na contratação das distribuidoras, estas, vale lembrar, tiveram sua situação financeira agravada pela hidrologia desfavorável dos anos de 2013 e 2014, em que o despacho térmico foi elevado, com reflexo no aumento do custo da energia para estas empresas. (INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DO SETOR ENERGÉTICO, 2014).

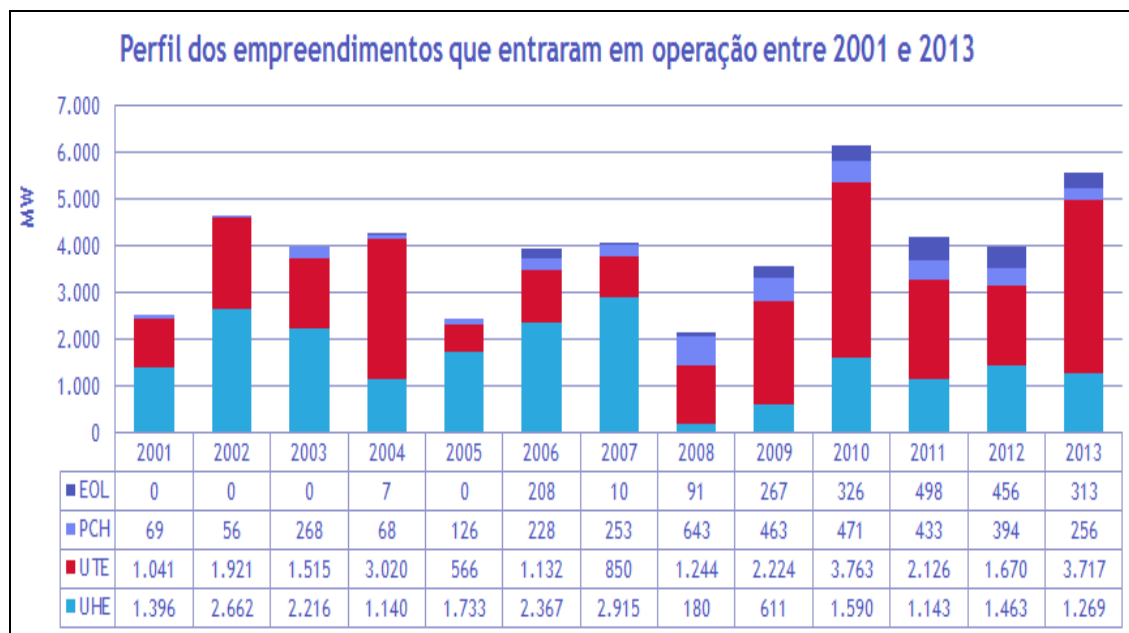
Em março de 2013, o governo editou a Resolução CNPE n. 3, que alterou a metodologia de cálculo do PLD, com o objetivo de incorporar mecanismos de aversão ao risco aos programas computacionais de formação de preços e de otimização da operação do setor elétrico, elevando os valores de PLD e CMO. A mesma resolução definiu que o custo do despacho adicional de usinas termelétricas acionadas emergencialmente, antes suportado unicamente pelos consumidores, será rateado entre todos os agentes de mercado (geradores, comercializadores e consumidores), mediante cobrança do Encargo de Serviço de Sistema (ESS). (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2013).

Registra-se que no presente ano (2014), o “novo modelo” do setor elétrico brasileiro completa dez anos desde a sua criação, em 2004, em um cenário bastante desafiador.

A matriz energética brasileira se mantém predominantemente hídrica. Desde 2001, o governo tem incentivado a construção de usinas termelétricas, como forma de garantir o suprimento de energia elétrica em períodos de hidrologia desfavorável.

Conforme ilustrado no Gráfico 3 apresentado a seguir, 48% dos 51.000 MW adicionados ao sistema, entre 2001 e 2013, foram provenientes de térmicas, contra 40% de fontes hídricas, constituída basicamente por usinas a fio d’água, como Jirau (3.450 MW) e Belo Monte (11.233 MW), que possuem reservatórios bem menores do que as usinas hidrelétricas existentes. (COMERC, 2014).

Gráfico 3 – Empreendimentos em operação – período 2001 a 2013

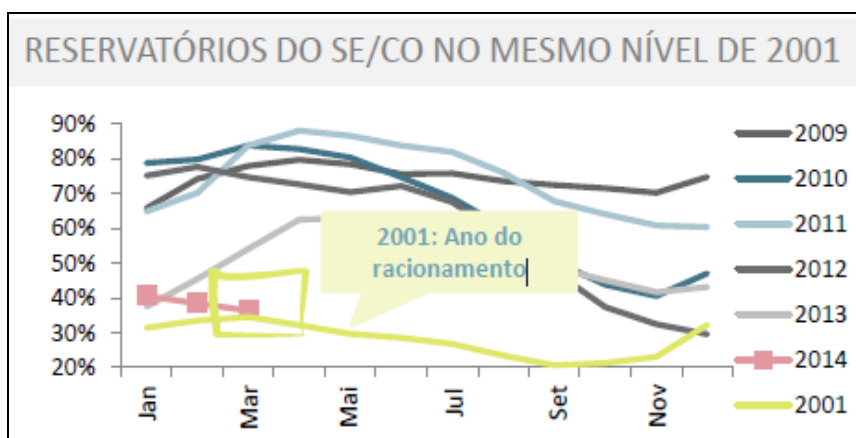


FONTE: ANEEL *apud* COMERC (2014).

Notas: EOL = Eólica; PCH = Pequena Central Hidrelétrica; UTE = Usina Térmica; UHE = Usina Hidrelétrica

A hidrologia desfavorável dos últimos dois anos trouxe os reservatórios aos níveis registrados em 2001, quando houve racionamento, conforme ilustrado no Gráfico 4 a seguir.

Gráfico 4 – Reservatórios hidrológicos – período 2001 a 2009



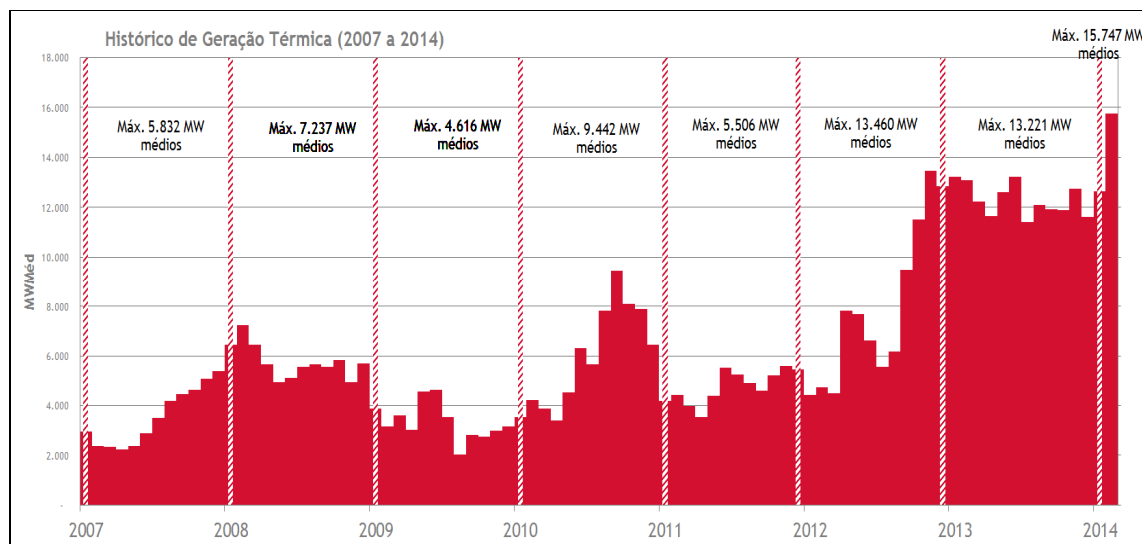
Fonte: Brasil Plural Research (2014)

Por força da MP n. 579, os operadores com concessões a expirar em 2015 deveriam manifestar seu interesse na renovação antecipada das concessões e teriam direito a receber uma indenização pela redução da tarifa entre 2013 e 2015, além do ressarcimento por eventuais ativos não depreciados. Caso a empresa optasse por não renovar a concessão, o negócio continuaria com a mesma tarifa até o final do contrato. O governo, então, abriria uma nova licitação, em que o valor pago pelos ativos devolvidos seria inferior aos registrados nos balanços das concessionárias.

Além do impacto fiscal causado pelas indenizações referentes à diferença tarifária e aos ativos não depreciados, a medida teve forte impacto sobre o valor de mercado das empresas de energia.

Cabe ressaltar que, desde setembro de 2012, a geração efetiva das usinas hidrelétricas tem sido inferior à sua garantia física, o que implica a necessidade de despacho térmico acentuado para atendimento da carga do sistema, conforme ilustrado no Gráfico 5, a seguir.

**Gráfico 5 – Geração de energia térmica, em MW – período 2007-2014**



FONTE: COMERC (2014).

O despacho térmico elevado implica incremento significativo de custos por parte das distribuidoras de energia elétrica, gerado por dois canais principais: (i) pagamento da parcela variável dos contratos por disponibilidade com as térmicas,

que consome capital de giro até o aniversário da concessão, quando ocorre o reajuste tarifário e (ii) como o PLD é calculado com base nas condições de abastecimento dos reservatórios e na previsão de aflúncias, períodos com despacho térmico elevado implicam períodos com PLD elevado.

Nos anos de 2013 e 2014, as distribuidoras de energia elétrica não conseguiram contratar 100% da demanda do seu mercado consumidor nos leilões de energia promovidos pela ANEEL, isto devido a não aceitação, por algumas concessionárias de geração de energia elétrica, das condições propostas pelo governo para renovação antecipada das concessões no âmbito da MP 579 e da determinação de preços-teto para leilões A-1, que não geraram interesse de venda de energia por parte das geradoras, o que fez com que as distribuidoras ficassem expostas ao PLD no mercado de curto prazo em um momento em que este estava alto. (COMERC, 2014).

O custo adicional incorrido pelas distribuidoras devido ao despacho térmico elevado gera pressões de caixa sobre essas companhias, que o repassam aos consumidores por meio de reajustes tarifários que ocorrem uma vez por ano, no aniversário da concessão. A pressão de caixa é agravada pela exposição involuntária das distribuidoras ao mercado de curto prazo de energia elétrica, causada pela contratação insuficiente para atendimento ao mercado consumidor por parte das distribuidoras de energia elétrica nos leilões promovidos no âmbito do ACR. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2014).

No modelo atual, as distribuidoras de energia elétrica são autorizadas a reajustar as tarifas por dois mecanismos: os reajustes tarifários anuais e as revisões tarifárias periódicas (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2014).

Os reajustes tarifários ocorrem anualmente, na data de aniversário da concessão e têm como objetivo o repasse aos consumidores dos custos não gerenciáveis, que são aqueles relacionados aos serviços de geração, transmissão e ao pagamento de obrigações setoriais, e a atualização monetária dos custos gerenciáveis, que são aqueles que decorrem dos serviços prestados diretamente pelas concessionárias de distribuição de energia. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2014).

Nas revisões tarifárias periódicas, que ocorrem em média a cada quatro anos, a ANEEL determina reajustes, que podem ser positivos ou negativos, nas tarifas das concessionárias de distribuição, utilizando informações como alterações nos custos e no mercado das empresas, comparação das tarifas entre empresas no Brasil e no exterior, eficiência da concessionária, entre outros aspectos, buscando a modicidade tarifária. O último ciclo de revisão tarifária ocorreu entre 2011 e 2014 e o próximo ciclo, que será o quarto desde a introdução desta metodologia, tem seu início previsto para 2015. (BRASIL. Ministério de Minas e Energia, 2014).

Na última revisão tarifária, a ANEEL promoveu uma redução significativa na taxa de retorno sobre o capital investido das concessionárias, denominado WACC, de 9,98% para 7,5%. O WACC é utilizado pela ANEEL para cálculo das tarifas das distribuidoras e a redução para 7,5% teve impacto estimado em 25% sobre o fluxo de caixa das distribuidoras. (FACCHINI, 2013).

Para evitar os repasses aos consumidores dos custos adicionais gerados pelo despacho térmico elevado e pelo deficit de contratação das distribuidoras e, com isso, preservar os efeitos da MP n. 579, o governo tem feito aportes de recursos às distribuidoras. Em 2013, o Tesouro Nacional repassou R\$ 9,8 bilhões às distribuidoras, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Este valor, por sua vez, deverá ser repassado, em até cinco anos, às tarifas dos consumidores do mercado regulado.

A CDE é um encargo setorial criado pela Lei n. 10.438/2002, com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados, garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A contribuição para esta conta é fixada anualmente pela ANEEL e mensalmente aportada pelas distribuidoras à Eletrobrás, que é a gestora destes recursos. Em março de 2013, o Decreto n. 7.945 permitiu que os recursos da CDE fossem utilizados para neutralizar os efeitos do despacho térmico e da exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo, exclusivamente durante o ano de 2013.

Em março de 2014, o governo anunciou um pacote de medidas com o objetivo de evitar um forte reajuste das tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores finais. O pacote incluía um novo aporte do Tesouro Nacional no valor de R\$ 4 bilhões, dos quais R\$ 2,8 bilhões foram destinados ao pagamento de despesas ordinárias da CDE, além da contratação de um financiamento no valor de R\$ 11,2 bilhões pela CCEE para a chamada Conta-ACR. Os recursos provenientes do empréstimo serão repassados às distribuidoras para cobrir desembolsos causados pela exposição ao mercado de curto prazo e pelo despacho de térmicas.

Ainda, os recursos, que garantirão o pagamento do empréstimo, provenientes da CDE, serão repassados para a conta dos consumidores a partir de fevereiro de 2015, nas datas dos reajustes tarifários de cada uma das distribuidoras, mas o empréstimo só começará a ser pago a partir de novembro de 2015, permitindo a formação de um fundo de reserva que mitiga o risco de inadimplência.

A situação atual também tem impactos sobre a receita das geradoras. Em 2014, o ONS mantém todas as térmicas ligadas para economizar a água contida nos reservatórios das usinas hidrelétricas, demandando com isso menos energia hídrica do sistema. Em março de 2014, o *Generation Scaling Factor* (GSF), medida do deficit de geração de energia elétrica pelas usinas do SIN *vis-à-vis* sua energia assegurada, chegou a 6%, devido ao maior uso de térmicas decorrente do agravamento da seca. Com geração abaixo da energia assegurada, as geradoras precisam recorrer ao mercado de curto prazo para atendimento da totalidade da energia contratada por distribuidoras e consumidores livres. Este quadro pode ser agravado no caso da introdução de medidas de redução de consumo, que pode ser enquadrado em um programa de racionalização do consumo – processo que envolve medidas de conscientização da população sobre a necessidade de economia de energia elétrica ou um racionamento formal. No caso da escolha pelo racionamento, a política atual permite que os contratos das geradoras com seus clientes sejam ajustados na mesma proporção da meta de racionamento, diminuindo a exposição daquelas ao mercado de curto prazo. No entanto, caso se escolha a racionalização, as geradoras terão de cumprir os contratos assumidos nos leilões. Como provavelmente a geração de energia será inferior à garantia física das usinas do SIN, o deficit, medido pelo GSF, será rateado proporcionalmente entre os

participantes do MRE, deixando as usinas expostas ao mercado de curto prazo, o que poderá ter impactos significativos sobre a sua situação financeira.

O Quadro 4 apresentado a seguir mostra as principais mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro no âmbito das reformas setoriais.

**Quadro 4 – Reformas setoriais - principais mudanças ocorridas**

Modelo Antigo (Até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2014f).

## 4 O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

### 4.1 DESENHO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA E O ACL NO BRASIL

Hunt e Shuttleworth (1996), citados por Castro e Leite (2010) definem quatro desenhos possíveis para a organização da indústria de energia elétrica, a saber: (i) monopólio verticalmente integrado, (ii) monopsônio, (iii) competição no atacado e (iv) competição no varejo. No desenho do monopólio, não há competição em quaisquer segmentos. Este modelo é apontado como uma aproximação do praticado pelo Brasil até 1996, quando as empresas detinham monopólios locais estatais. No modelo de monopsônio (*single buyer*), a concorrência na geração se dá por meio da atuação de uma única agência compradora, que estabelece um preço máximo para a compra de energia. Neste modelo, apontado como uma aproximação do que é praticado no Brasil desde 2004, todos os geradores têm uma única opção de venda de energia e todas as distribuidoras têm um único canal de compra de energia, por meio de agência. As geradoras, por sua vez, têm livre acesso à rede de transmissão. A prioridade do modelo é garantir a expansão da oferta de energia elétrica, privilegiando contratos de longo prazo. Quanto ao modelo competição no atacado, é criado um mercado atacadista de energia em que geradores vendem diretamente para os distribuidores e/ou grandes consumidores. O estágio mais avançado é a competição no varejo, e se caracteriza pela competição em todos os segmentos. Os consumidores finais têm a opção de escolher o seu fornecedor de energia.

O Quadro 5 apresentado a seguir ilustra os modelos de organização de mercados do setor elétrico mencionados.

Quadro 5 – Modelos de organização da indústria de energia elétrica

	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2</b>	<b>Modelo 3</b>	<b>Modelo 4</b>
<b>Características</b>	<b>Monopólio</b>	<b>Monopsônio</b>	<b>Competição no atacado</b>	<b>Competição no varejo</b>
<b>Competição na geração</b>	Não há	Significativa	Significativa	Significativa
<b>Escolha do varejista</b>	Não há	Não há	Significativa	Significativa
<b>Escolha do consumidor</b>	Não há	Não há	Não há	Significativa

Fonte: HUNT SHUTTLEWORTH (1996, p. 22) *apud* CASTRO e LEITE (2010).

Registre-se que o modelo implementado no Brasil na década de 1990 é uma adaptação dos modelos 3 e 4, que incorporou a competição na geração e a livre escolha dos varejistas. (CASTRO; LEITE, 2010).

Camargo (2005), sobre o tema, explicita que o modelo 2 não é exatamente o adotado no Brasil, que incorpora algumas questões relativas ao modelo 3. No modelo atual, as distribuidoras escolhem indiretamente as geradoras por meio dos leilões organizados no âmbito do ACR e alguns consumidores escolhem seus geradores e firmam contratos bilaterais no âmbito do ACL. Assim, as características do modelo 3 são traduzidas, no Brasil, pela existência e operação do ACL.

O autor afirma ainda que um dos grandes problemas do modelo atual é a participação passiva das distribuidoras no processo de definição do preço da energia que será adquirida para atendimento do mercado consumidor. As distribuidoras devem contratar 100% da energia destinada ao atendimento do seu mercado consumidor no âmbito do ACR. Não há incentivos para que as distribuidoras procurem fontes mais baratas de energia, já que os preços pagos por elas nos leilões são integralmente repassados aos consumidores, até o limite de 105%. (CAMARGO, 2005).

No modelo 3, em que distribuidoras e grandes consumidores compram energia diretamente da geradora, a distribuidora tem incentivos para realizar uma compra mais eficiente, mantendo assim os grandes consumidores em sua base de

clientes. Este fator é mais relevante no modelo 4, em que, em tese, qualquer consumidor poderia buscar um novo fornecedor de energia se os preços praticados por seu fornecedor atual estivessem acima da média de mercado. (CAMARGO, 2005).

## 4.2 O ACL: POSSIBILIDADES DE EXPANSÃO E ATUAIS RESTRIÇÕES

A propósito das características do mercado brasileiro e das estruturas apresentadas, bem como o arcabouço institucional e as mudanças relatadas neste estudo, quatro pontos merecem destaque: (i) o tamanho atual do ACL e sua possível evolução; (ii) as restrições impostas ao seu crescimento; (iii) a existência de estruturas que indicam uma possibilidade de expansão; e (iv) as incertezas geradas pelas crescentes e imprevisíveis intervenções governamentais.

### 4.2.1 O tamanho atual do ACL e sua possível evolução

Em fevereiro de 2014, havia 2.616 agentes participantes na contabilização dos montantes produzidos e consumidos de energia, sendo 616 consumidores livres e 1.164 consumidores especiais, com o mercado livre sendo responsável por 24,3% da eletricidade comercializada no Sistema Interconectado Nacional (SIN). (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014e).

No Gráfico 6, a seguir, pode-se visualizar o crescimento do setor elétrico no ambiente de comercialização livre (ACL).

**Gráfico 6 – Crescimento do ACL – período janeiro 2010-novembro 2013**

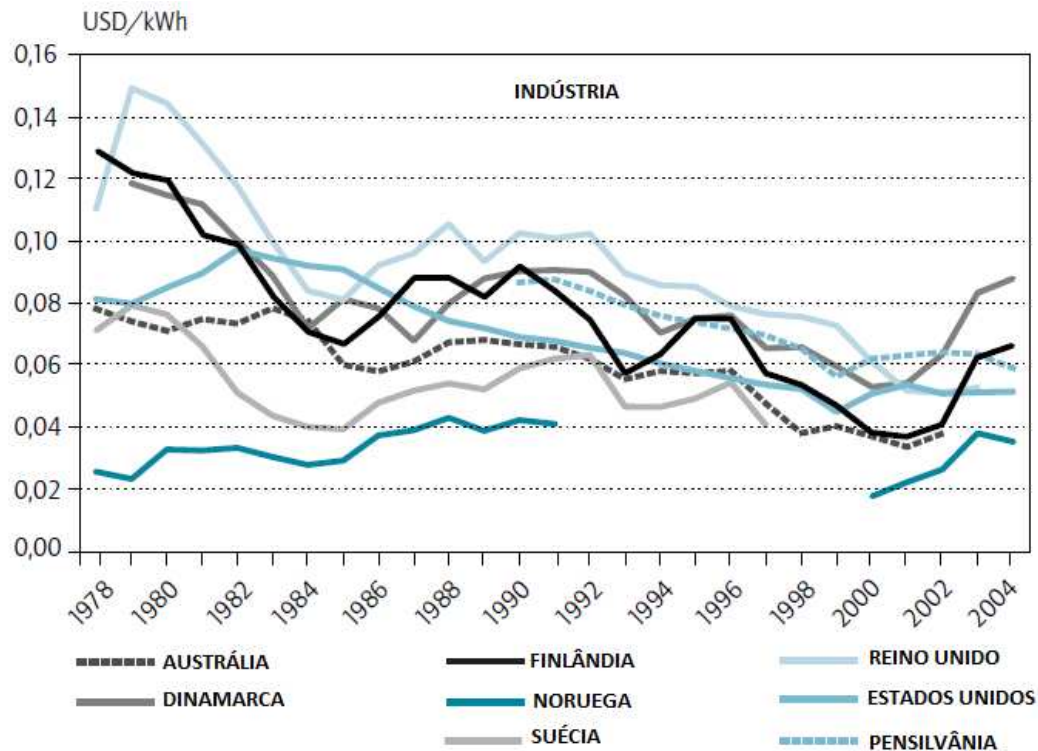


FONTE: COMERC (2014).

Atualmente, estima-se que o mercado possui um grande potencial de expansão e que, mesmo com as regras atuais, o segmento poderia ser responsável por 40% a 45% de todo o consumo de eletricidade, alcançando cerca de 10 mil consumidores, com a economia média de energia do consumidor que opta pela migração para o mercado livre em torno de 10% a 15%. (KLEIN, 2012).

Os gráficos 7 e 8 abaixo mostram o comportamento das tarifas de energia elétrica pagas por consumidores industriais e residenciais em alguns países que implementaram com sucesso a liberalização do setor elétrico.

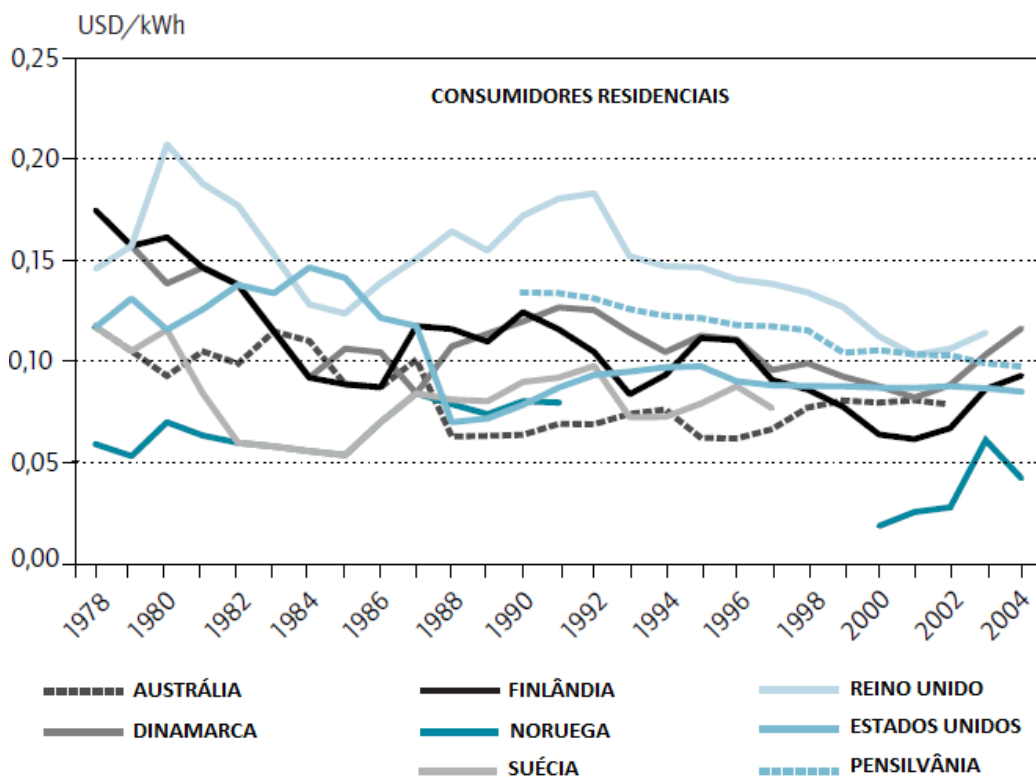
**Gráfico 7 – Tarifas de energia pagas pelos consumidores finais industriais**



Fonte: IEA (2005, p. 33).

Em IEA (2005), o autor aponta o monitoramento das tarifas de energia elétrica paga por diferentes classes de consumidores como uma forma natural de avaliação de desempenho de mercados livres de energia elétrica. Em mercados em que a liberalização ocorreu de forma bem-sucedida, há uma tendência clara de queda nas tarifas para os consumidores industriais. Esta tendência, apesar de menos clara, também se verifica para consumidores residenciais.

**Gráfico 8 – Tarifas de energia pagas pelos consumidores finais residenciais**



Fonte: IEA (2005, p. 33).

Apesar da redução tarifária verificada em outros países, no Brasil, a participação do ACL no total da energia comercializada no SIN cresceu pouco desde 2009. Dados da CCEE mostram que, em fevereiro de 2009, o ACL representava 22,66% do volume total, chegando ao máximo de 27,88% em julho de 2011 e, atualmente, em 24,33%. (KLEIN, 2012).

#### 4.2.2 As restrições ao crescimento do ACL

Atualmente, a expansão da oferta no mercado livre no Brasil tem sido limitada pelas fatias destinadas a projetos de grandes hidrelétricas leiloadas pelo governo federal. Nos leilões de energia nova, o governo estabelece a parcela da

energia gerada pelos empreendimentos, que deverá ser destinada ao mercado regulado; o restante poderá ser comercializado no mercado livre. Verifica-se que os preços praticados pelos mesmos empreendimentos no mercado livre são superiores aos praticados no mercado regulado e isto faz com que o ACL subsidie tarifas no âmbito do ACR. (BAJAY, 2013).

Fato é que a escassez relativa de nova capacidade de geração suportada apenas pela contratação no ambiente livre tem suscitado preocupações. Empreendedores do setor, a propósito, apontam que o grande entrave da expansão da geração dedicada ao mercado livre, por meio de fontes eólicas ou outras fontes, é a dificuldade de acesso a financiamento, especialmente àqueles oferecidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), virtual monopolista na concessão de recursos para financiamentos de longo prazo em infraestrutura no Brasil. O entrave se localiza na necessidade de um contrato de longo prazo que seja aceito como recebível pelo agente financiador. Como a maior parte dos contratos negociados no ACL tem prazos de até cinco anos e tem como garantidor apenas o próprio comprador, os financiamentos são direcionados apenas ao ACR, que possui contratos de no mínimo quinze anos e um *pool* de distribuidoras como garantidores.

A dificuldade de acesso ao financiamento para esses empreendimentos, a despeito da atuação do BNDES, também decorre de dois outros problemas. O primeiro diz respeito ao processo de avaliação de crédito feita pelo mercado para os empreendimentos voltados ao mercado livre. Como os financiamentos têm prazos médios de quinze anos e os contratos no mercado livre têm, em média, cinco anos, há necessidade de estimar o valor da energia para o período dito “descontratado” – fase em que o empreendimento não possui contratos firmados (após o quinto ano), tornando mais complexa a tarefa de estimar a capacidade de pagamento dos tomadores. Há manifestações públicas de que a avaliação de crédito leva em conta o valor histórico mínimo do PLD, de cerca de R\$ 15/MWh, enquanto os valores registrados para as transações no ACL são muito superiores a este piso. Assim, são escassas as linhas de financiamento voltadas para empreendimentos com foco exclusivamente no mercado livre.

Atualmente, os empreendimentos que conseguem financiamento destinam parte da energia produzida ao ACR ou pertencem a grandes grupos, como a Tractebel, que possuem contratos de longa duração e conseguem o financiamento baseado em garantias corporativas. O segundo ponto que limita a oferta de crédito para o mercado livre, implicando prazos curtos praticados em contratos no âmbito deste mercado, tem que ver com a percepção elevada de risco por parte dos consumidores, com ênfase para risco de não entrega da energia por parte do vendedor ou inadimplemento do comprador, risco de perdas decorrentes da variação de preços no futuro e risco advindo da proibição de comercialização de excedentes em contratos fora do mercado de curto prazo, este abordado pela Portaria n. 185/2013, que trata da cessão de contratos de energia e potência por consumidores livres e especiais.

A implantação de uma bolsa de derivativos de energia similar às aquelas existentes na Europa, que negociasse contratos futuros, *forwards* e opções, seria uma solução possível para mitigar o risco associado à variação nos preços, uma vez que os consumidores poderiam negociar contratos longos e proteger suas posições neste mercado. O mercado futuro serviria ainda como sinalizador de preços para o mercado à vista, tal qual ocorre em outros mercados de *commodities* mais desenvolvidos, provendo, assim, uma maior liquidez.

O risco de contrapartes, por sua vez, poderia ser mitigado com a implantação de uma câmara de compensação e liquidação independente, que atuaria como agente garantidor das operações, hábil a proporcionar maior segurança ao mercado e estimular a migração de contratos bilaterais para este ambiente. Vale ressaltar que este é o procedimento adotado por bolsas de mercadorias que atuam como contrapartes centrais.

#### **4.2.3 A existência de estruturas que indicam possibilidade de expansão**

A redução gradual dos limites de consumo que tornam consumidores convencionais elegíveis ao mercado livre é apontada como um fator primordial ao

desenvolvimento do ACL por seus participantes. No Brasil, nem todos os consumidores são elegíveis ao ACL.

A Lei n. 9.074/1995 foi pioneira na divisão dos consumidores entre livres e cativos. Classificou como consumidores livres aqueles com carga igual ou superior a 10MW e que sejam atendidos em carga igual ou superior a 69kV. Atualmente, são considerados consumidores livres aqueles com consumo igual ou maior a 3MW.

Também atuam no ACL os consumidores especiais classificados como aqueles com consumo igual ou superior a 0,5 MW, que poderão comprar energia elétrica diretamente de geradores independentes ou de autoprodutores com excedentes, desde que os geradores sejam PCHs ou com base em fontes solar, eólica ou biomassa.

Os consumidores especiais têm sido um fator importante para a expansão do mercado livre no Brasil. Dados do boletim InfoMercado da CCEE mostram que, em fevereiro de 2011 os 471 consumidores especiais cadastrados respondiam por 7,55% do consumo de energia no mercado livre. Em fevereiro de 2014, os 1.164 consumidores livres credenciados respondem por quase 13% da energia comercializada no âmbito do ACL.

Os países europeus foram pioneiros na liberalização do setor elétrico. Desde 2007, todos os consumidores de países da União Europeia, e outros da região, tais como Noruega e Suíça, possuem o direito de escolha do fornecedor de energia elétrica, ou seja, são considerados consumidores livres. Estes consumidores têm ainda a opção de contratar produtos específicos, como tarifas fixas em longo prazo, protegendo-se, assim, de oscilações nos preços de combustíveis e outras eventualidades de mercado. Nestes países, em contraste ao que ocorre no Brasil, o preço *spot* da energia reflete o real equilíbrio entre oferta e demanda. O desenvolvimento de um preço *spot* confiável foi um fator primordial para criação do forte mercado de derivativos de energia vigente nos países europeus, que proporciona uma expectativa precisa do preço futuro da energia.

O crescimento do mercado livre é uma realidade mundial. Na União Europeia e em países como Nova Zelândia e Austrália, todos os consumidores são livres. Nos Estados Unidos, a Califórnia, os estados que compõem a Nova Inglaterra e os treze estados atendidos pela PJM já têm maioria de consumidores livres. No

Peru, os consumidores acima de 2,5 MW são necessariamente livres, enquanto aqueles com consumo entre 0,2 MW e 2,5 MW podem optar. No Chile, os consumidores acima de 2,0 MW são necessariamente livres, aqueles com consumo entre 0,5 MW e 2,0 MW também podem optar. (CMU.ENERGIA, 2014).

#### **4.2.4 As incertezas geradas pelas crescentes e imprevisíveis intervenções governamentais**

Como mencionado linhas atrás, outro fator que atrasa a expansão do mercado livre é a incerteza gerada pelas frequentes intervenções governamentais, regra geral, imprevisíveis. Tanto é assim que, desde 2012, medidas vêm sendo adotadas, sinalizando a preocupação com as boas práticas de governança regulatória no setor.

Em agosto de 2012, o MME publicou a Portaria n. 455, que introduziu modificações importantes nas regras de comercialização de energia no mercado livre. Pela citada norma, todos os contratos bilaterais negociados no mercado livre devem ser registrados antes do início do período de entrega da energia, ou seja, *ex-ante*, e isto obriga os consumidores à contratação da energia e à previsão de consumo com um mês de antecedência, com a prerrogativa de alteração dos contratos somente antes do início da semana da entrega da energia. Atualmente, o registro de contratos é feito *ex-post*, ou seja, os agentes podem contratar energia após o encerramento do mês de suprimento, o que mitiga a exposição dos consumidores ao mercado de curto prazo e à aplicação de penalidades por contratação insuficiente.

A data inicial de vigência da citada portaria foi postergada duas vezes, devido à insatisfação de alguns agentes atuantes no mercado livre, que apontam que os riscos adicionados pela novel regulamentação aumentarão o custo da energia para os consumidores deste mercado. Bem por isso, vários participantes do mercado livre acionaram o Judiciário para, mesmo liminarmente, sustar os efeitos desta portaria. Agora, a data prevista para início da vigência da norma é 01/06/2014.

Ainda, a portaria estabelece que a CCEE exija informações dos preços praticados em contratos bilaterais para, com isso, calcular e divulgar indicadores de preços praticados no ACL. As informações de cada contrato, no entanto, são confidenciais.

A partir da implementação das principais disposições previstas na portaria em comento, será possível a criação de indicadores futuros para balizar as análises de risco e as negociações realizadas no mercado livre.

Há, contudo, desafios relevantes relacionados ao cálculo do índice de preços, já que as operações realizadas no ACL não são padronizadas. Esta parte da portaria, a despeito de causar dúvidas entre os agentes, devido à questão da confidencialidade das transações, relaciona-se a um procedimento normalmente efetuado por bolsas, custodiantes e câmaras de compensação, considerado necessário para o desenvolvimento de uma estrutura a termo para o preço da energia.

Oliveira (2012) comenta que a MP n. 579/2012, convertida na Lei n. 12.783/2013, que abordou o tema da renovação das concessões do setor elétrico com vencimentos até 2017, frustrou as expectativas do mercado livre, na medida em que determinou que a energia resultante da renovação das concessões, cujo custo é mais baixo devido ao fato de a amortização total dos investimentos já ter ocorrido, deve destinar-se apenas ao ACR, diminuindo a competitividade do mercado livre.

O Gráfico 9 mostra o impacto para os consumidores livres e especiais das alterações regulatórias ocorridas desde a edição da Portaria n. 455/2012.

Gráfico 9 – Custo X risco de alterações regulatórias



Fonte: CPFL Energia (2012, p. 9).

Por fim, salienta-se que a chamada “judicialização” do setor, situação em que os agentes do mercado recorrem ao Poder Judiciário para obter decisão favorável à suspensão dos efeitos de determinada medida, também se aplica à Resolução CNPE n. 03/2013. Esta resolução determinou que os custos relativos à energia gerada por termelétricas acionadas emergencialmente sejam rateados entre consumidores, comercializadores e geradores. Antes da medida, esse custo era inteiramente repassado ao consumidor.

#### 4.3 MEDIDAS EM ANDAMENTO E MELHORIAS PASSÍVEIS DE IMPLEMENTAÇÃO

Para facilitar a migração de pequenos consumidores para o ACL, a ANEEL aprovou, em julho de 2013, a Resolução Normativa n. 570. Esta resolução criou a figura do comercializador varejista, que poderá representar consumidores livres e especiais na CCEE, incentivando a expansão do mercado livre por meio da adesão de um número maior de consumidores.

A Portaria n. 185/2013, em vigor a partir de 1º de junho de 2014, permite que os consumidores livres realizem a cessão de eventuais excedentes de energia elétrica resultantes de contratos registrados na CCEE por meio de contratos

livremente negociados entre as partes. A ideia é que a livre comercialização desses excedentes incentive os consumidores a firmarem contratos mais longos, de modo a influenciar a expansão da geração. No entanto, para registro da cessão, deverão ser cumpridas as diretrizes estabelecidas na Portaria n. 455. (BRASIL, Ministério de Minas e Energia, 2013).

Outras demandas das associações vinculadas ao setor, relacionadas à comercialização de energia no mercado, incluem a realização de leilões pelo lado da demanda no âmbito do ACL e o livre acesso de consumidores livres aos leilões do mercado regulado. (PEDROSA, 2009; LIMA, 2009 *apud* BAJAY, 2013).

Com relação a mecanismos de formação de preços, em novembro de 2012, a CCEE elaborou, em cooperação com seus parceiros EPEX SPOT SE e AG ECC, o relatório “Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil”, no qual destaca o papel dos mercados organizados e determina os aspectos que deveriam ser incorporados ao desenho do mercado brasileiro nos próximos cinco anos e, assim, impulsioná-lo por meio de soluções baseadas em mercado, visando a uma maior eficiência. (ZUCARATO, 2013).

O relatório também destaca que enquanto o modelo de leilões ocorridos no âmbito do ACR garante uma formação de preços transparente, o ACL tem dificuldades inerentes a mercados desorganizados, como exemplo: a assimetria de informações e a baixa liquidez.

Uma recomendação que se extrai alude ao processo de descoberta de preço no ACL, que poderia ser aprimorado com a organização de um ambiente de mercado que contasse com produtos padronizados, processos diretos e segurança financeira, induzindo o investimento na expansão da geração de forma sustentável. Ademais, algumas medidas deveriam ser implementadas para que o setor elétrico brasileiro evolua na direção de um desenho de mercado mais competitivo, que viabilize os fatores qualidade na formação de preços, segurança financeira e ampla competitividade. Essas medidas permitiriam o desenvolvimento de um ambiente de negócios propício a investimentos de longo prazo em geração e contribuiria para uma solução de segurança no suprimento que incluía o ACL. (ZUCARATO, 2013).

Mas não é só, há outras medidas propostas no relatório em comento: (i) aproximar o PLD da operação em tempo real, por meio da implementação do cálculo

diário e, considerando a aversão ao risco, permitir o desenvolvimento de um mercado de contratos *day-ahead*, que contribua para o surgimento de um preço de referência que envie sinais econômicos importantes para expansão do setor e para mercados futuros de energia; (ii) desenvolver produtos padronizados (contratos futuros e contratos a termo/balcão) com vistas a facilitar o funcionamento do mercado – esses produtos seriam negociados em um mercado organizado associado a uma contraparte central; (iii) implementar soluções de compensação e liquidação centralizadas com o objetivo de mitigar o risco de contraparte e aumentar a confiança do mercado atacadista como um todo. Atualmente, as transações realizadas em mercado de balcão não são garantidas, o que faz com que as condições contratadas variem de acordo com o risco associado às partes envolvidas, dificultando a formação de um preço de referência. A centralização das operações em uma contraparte contribui para a formação de uma referência de preço; (iv) clara separação entre os mercados de atacado e de varejo e introdução de instrumentos de resposta da demanda, específicos para cada grupo; e (v) necessidade de organizar o monitoramento do mercado. (ZUCARATO, 2013).

Novamente, vale ressaltar que as medidas propostas visam tornar o mercado de negociação de energia no Brasil o mais próximo possível de outros mercados de *commodities*, arranjo este que já existe em outros países, sob a forma de bolsas e mercados organizados de balcão, onde os preços são formados com maior transparência e os riscos de mercado e de crédito são mitigados mediante mecanismos adequados de margens e colaterais.

Por fim, no tocante à oferta de crédito para empreendimentos no mercado livre, algumas alternativas já são discutidas em fóruns qualificados como a sugestão de inclusão de cláusulas de rolagem adicionais nos contratos, visando diminuir o período de desconstrução e a utilização de patamares de preço diferentes do PLD mínimo histórico. Neste caso, é importante a utilização de um PLD médio, calculado dentro de uma janela histórica de três anos, baseada em testes estatísticos (raiz unitária), ante a justificativa de que o PLD apresenta o fenômeno conhecido por reversão à média. Assim, seria mais razoável a utilização de um valor médio, mais próximo daqueles comumente registrados nas transações do ACL. Este procedimento implicaria, naturalmente, projeções melhores para os fluxos de caixa

dos projetos em questão e, como consequência, seriam obtidas magnitudes maiores para o Valor Presente Líquido (VPL) e para a Taxa Interna de Retorno (TIR). Como estes parâmetros são analisados no processo de concessão de crédito para um projeto de investimento, haveria um aumento natural na disponibilidade de crédito, dados os novos critérios de avaliação.

## CONCLUSÃO

Nesta pesquisa, cujo pano de fundo foram as reformas recentes do setor elétrico brasileiro, à luz das melhores práticas de governança regulatória, esteve sempre presente o objetivo de relacionar a evolução deste marco institucional à situação do mercado livre de energia (ACL) no país e, por consequente, apontar os possíveis movimentos constatados nesse sentido.

Com relação à situação ideal, denominada na literatura “reforma de livro texto”, observou-se que o conjunto das ações realizadas no país é incompleto, no sentido de não prover os incentivos adequados para um melhor funcionamento do ACL. Entre os principais fatores de limitação identificados estão: a ausência de mecanismos de formação de preços transparentes, tanto no mercado à vista como para entrega futura, comuns em outros mercados de *commodities*; a escassez de oferta de crédito para projetos no mercado livre, decorrente de premissas pouco razoáveis utilizadas nas respectivas avaliações; ausência de mecanismos adequados de garantias e/ou seguros contra flutuações de preços; e existência de barreiras regulatórias para entrada neste mercado, representadas por um volume mínimo de contratação necessário, considerado elevado diante dos padrões internacionalmente adotados.

Por outro lado, existem iniciativas no Brasil, nascidas em fóruns qualificados e em instituições como a CCEE, que visam à correção dessas distorções. Essas propostas incluem (i) formação de mercados organizados de negociação, tal qual se observa em países europeus, permitindo uma melhor formação de preços, (ii) contratação de seguro contra oscilações via produtos derivativos e (iii) gestão eficiente do risco de crédito de contrapartes, com garantias melhores e do mecanismo de contraparte central.

Adicionalmente, há proposições no sentido de aumentar o acesso ao mercado livre, diminuindo o nível necessário de contratação e discussões acerca do processo de avaliação dos projetos de geração no ACL, proporcionando melhores estimativas de fluxos de caixa.

As ações aqui elencadas, caso implementadas, podem contribuir para um aumento natural na oferta de crédito para projetos de geração no ambiente livre, uma vez que haveria mecanismos mais eficazes de gestão de riscos e apreçamento, em conexão com um maior número de participantes.

Por derradeiro, as medidas apontadas estão totalmente alinhadas com a ideia de um mercado livre mais desenvolvido, considerando o que se apresentou como “reforma de livro texto”. Portanto, dada a questão do risco de escassez de energia enfrentada atualmente, uma expansão do ambiente livre poderia colaborar com a expansão da oferta, trazendo, naturalmente, uma segurança maior ao sistema. Mas, conforme evidenciado neste estudo, tal expansão depende crucialmente da implementação de reformas “pró-mercado”, corroboradas pela experiência internacional e por referenciais teóricos que já se põem em discussão por agentes relevantes dentro do setor.

## REFERÊNCIAS

ACENDE BRASIL. *Leilões no setor elétrico brasileiro: análises e recomendações*. White Paper Instituto Acende Brasil. Ed. n. 7. Maio de 2012. Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012\\_WhitePaperAcendeBrasil\\_07\\_Leiloes\\_Rev2.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf)>. Acesso em: 21 maio 2014.

AES.TIETÊ. Relações com investidores. 4T13. 2014. Disponível em: <<http://ri.aestiete.com.br/ShowResultado.aspx?IdResultado=iCq1FC2UlgkRIDWX9M5jA>>. Acesso em: 10 maio 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Cadernos temáticos ANEEL*. Energia assegurada. Brasília, abril 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>>. Acesso em: 24 abr. 2014

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de Energia Elétrica no Brasil. Brasília. 3. ed. 2008. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1689](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689)> Acesso em: 21 abr. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Banco de Informações de Geração*. Capacidade de geração do Brasil. 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 abr. 2014.

AMARAL FILHO, José Bonifácio de Souza. *A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária*. 2007. Tese (Doutorado em Ciências Econômicas)- Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 2007. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000425759>>. Acesso em: 19 maio 2014.

ARAÚJO, Hildete Pereira Melo Hermes de. *O setor de energia elétrica e a evolução recente do capitalismo no Brasil*. 1979. Dissertação (Mestrado em Engenharia)- Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro-COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro-RJ, 1979.

ARAÚJO, J.L.R.H.D. The case of Brazil: reform by trial and error? In: SIOSHANSI, F.P.; PFAFFENBERGER, W. (Ed.). *Electricity market reform: an international perspective*. Amsterdam; London: Elsevier, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Privatizações. 2014. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/privatizacoes>>. Acesso em: 24 abr. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. *A tarifa de energia*. 2014. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 24 abr. 2014.

BAJAY, Sérgio Valdir. *Avaliação crítica do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro*. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético –Departamento de Energia da Universidade Estadual de Campinas, 2013. Disponível em: <<http://www.nipe.unicamp.br/2013/docs/publicacoes/avaliacao-critica-do-atual-modelo-institucional-do-setor-eletrico-brasileiro.pdf>>. Acesso em: 19 maio 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. 2004. *O novo modelo do setor elétrico*. Disponível em: <[http://ucel.eln.gov.br/gse\\_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf](http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf)>. Acesso em: 02 maio 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Modelo institucional do setor elétrico*. Brasília, 11 dezembro 2003. Disponível em: <<http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2063034.PDF>>. 19 maio 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Resolução CPNE n. 03, de 25 de junho de 2013*. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos\\_comite/CNPE/memoria\\_2013/Resolucao\\_CNPE\\_3\\_2013.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/memoria_2013/Resolucao_CNPE_3_2013.pdf)>. Acesso em: 19 maio 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica*. 2014. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/menu/ acesso\\_a\\_informacao/acoes\\_e\\_programas/acoes/energia/pergunta\\_tarifa.html](http://www.mme.gov.br/mme/menu/ acesso_a_informacao/acoes_e_programas/acoes/energia/pergunta_tarifa.html)>. Acesso em: 20 maio 2014.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022* / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2013.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Mecanismo de Realocação de Energia*. 2014a. Disponível em:  
<[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/mre\\_contab?\\_afLoop=946645291095724#%40%3F\\_afLoop%3D946645291095724%26\\_adf.ctrl-state%3D351ri2rrb\\_280](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afLoop=946645291095724#%40%3F_afLoop%3D946645291095724%26_adf.ctrl-state%3D351ri2rrb_280)>. Acesso em: 24 abr. 2014.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Ambiente livre e ambiente regulado*. 2014b. Disponível em:  
<[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?\\_afLoop=945910766685734#%40%3F\\_afLoop%3D945910766685734%26\\_adf.ctrl-state%3D351ri2rrb\\_267](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_afLoop=945910766685734#%40%3F_afLoop%3D945910766685734%26_adf.ctrl-state%3D351ri2rrb_267)>. Acesso em: 24 abr. 2014.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Com quem se relaciona*. Instituições. 2014c. Disponível em:  
<[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona?\\_adf.ctrl-state=13g42q9a3w\\_4&\\_afLoop=2228171667638586#%40%3F\\_afLoop%3D2228171](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=13g42q9a3w_4&_afLoop=2228171667638586#%40%3F_afLoop%3D2228171)>. Acesso em: 19 maio 2014.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Conheça as atribuições e o foco de atuação da CCEE*. 2014d. Disponível em:  
<[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos?\\_adf.ctrl-state=12usdh6uz5\\_43&\\_afLoop=2230678542470719#%40%3F\\_afLoop%3D2230678542470719%26\\_adf.ctrl-state%3D1b3ubu8bxi\\_39](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=12usdh6uz5_43&_afLoop=2230678542470719#%40%3F_afLoop%3D2230678542470719%26_adf.ctrl-state%3D1b3ubu8bxi_39)>. Acesso em: 19 maio 2014.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *InfoMercado*, n. 81, maio 2014e. Disponível em:  
<[file:///C:/Users/Dell\\_Sueli/Downloads/infomercado\\_mar14.pdf](file:///C:/Users/Dell_Sueli/Downloads/infomercado_mar14.pdf)>. Acesso em: 19 maio 2014.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Setor elétrico. Entenda o modelo brasileiro*. 2014f. Disponível em:  
[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=cqisz5ewg\\_109&\\_afLoop=2413945208291183#%40%3F\\_afLoop%3D2413945208291183%26\\_adf.ctrl-state%3Dd7bhxdn28\\_4](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=cqisz5ewg_109&_afLoop=2413945208291183#%40%3F_afLoop%3D2413945208291183%26_adf.ctrl-state%3Dd7bhxdn28_4)>. Acesso em: 19 maio 2014.

CAMARGO, Ivan. *Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Revista Brasileira de Energia. Itajubá-MG, Sociedade Brasileira de Planejamento

Energético, v. 11, n. 2, 2005. Disponível em:  
<[www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=181](http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=181)>. Acesso em: 19 maio 2014.

CASTRO, Nivalde José de; LEITE, André Luís da Silva. Preço *spot* de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Rio de Janeiro, UFRJ, 2010. Disponível em:  
<<http://www.ie.ufrj.br/datacenter/ie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0306.pdf>>. Acesso em: 21 maio 2014.

CMU.ENERGIA. Mercado de energia e custos. *Seminário Energia – Soluções para o futuro*. AC Minas, 24.04.2014. Disponível em:  
<[http://www.acminas.com.br/\\_uploads/\\_conselho/cmu---mercado-e-custos.pdf](http://www.acminas.com.br/_uploads/_conselho/cmu---mercado-e-custos.pdf)>. Acesso em: 21 maio 2014.

COMERC. *O atual cenário do setor elétrico brasileiro e seus reflexos no mercado livre* [Workshop online]. Março 2014.

COOPERS & LYBRAND. *Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Executive Summary of the Consolidated Report for Stage IV of the Consultancy Advisory for the Minister of Mines and Energy, Brazilian Government, June 1997.

CORREIA *et al.* *Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado*. Assessoria Econômica do Ministério de Minas e Energia – MME. Disponível em:  
<[http://www.anpec.org.br/revista/vol7/vol7n3p607\\_627.pdf](http://www.anpec.org.br/revista/vol7/vol7n3p607_627.pdf)>. Acesso em: 21 abr.

CPFL RENOVÁVEIS. *Visão geral do setor de energia elétrica*. 2013. Disponível em<<http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=vmlx/YBjsPrd0O9TTFW81Q==>>. Acesso em: 21 abr. 2014.

FACCHINI, Claudia. Quarta revisão de tarifas já preocupa as distribuidoras. *Valor Econômico*. São Paulo, 21 outubro 2013. Disponível em:  
<<http://www.anacebrasil.org.br/portal/index.php/regulacao/item/2059-quarta-revis%C3%A3o-de-tarifas-j%C3%A1-preocupa-as-distribuidoras>>. Acesso em: 20 maio 2014.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (Org.). *A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública*. Rio de Janeiro: BNDES-OCDE, fevereiro de 2000. Disponível em:

<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta\\_Expressa/Setor/Energia\\_Eletrica/200002\\_6.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_Expressa/Setor/Energia_Eletrica/200002_6.html)>. Acesso em: 19 maio 2014.

GANIM, Antônio. *Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. 2. ed. Brasília, DF: Canal Energia, 2009.

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social – Revista de Sociologia da Universidade de São Paulo*. São Paulo, USP, v.15, n.2, p. 219-235, 2003. Disponível em: <<http://www.revistas.usp.br/ts/article/view/12410/14187>>. Acesso em: 19 maio 2014.

GONÇALVES JUNIOR, Dorival. Reformas na indústria elétrica brasileira: a disputa pelas “fontes” e o “controle dos excedentes”. 2007. Tese (Doutorado)-Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, 2007. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-21052008-104515/pt-br.php>>. Acesso em: 19 maio 2014.

GREINER, Peter. *Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro*. 1994. Tese (Doutorado em Administração)-Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo-SP, 1994. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/4428/1199500241.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 19 maio 2014.

HARRIS, Chris. *Electricity markets*. Pricing, structure and economics. The Atrium, Southern Gate, Chichester: John Wiley & Sons, 2006. p. 121-189.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DO SETOR ENERGÉTICO. Novo modelo completa dez anos sob crise. *Jornal Diário Comércio Indústria & Comércio*. Rio de Janeiro, 14.04.2014. Disponível em: <<http://ilumina.org.br/novo-modelo-completa-dez-anos-sob-crise-jornal-dci-abril-2014/>>. Acesso em: 19 maio 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Lessons Learned from Liberalised Electricity Markets*, OECD/IEA, Paris, 2005. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/lessonsnet.pdf>>. Acesso em: 19 maio 2014.

JOSKOW, Paul L. Lessons learned from electricity markets liberalization. *The Energy Journal*. Special Issue. The future of electricity, 2008, p. 9-42. Disponível em: <<http://economics.mit.edu/files/2093>>. Acesso em: 22 abr. 2014.

KELMAN, Jerson. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Brasília, junho 2001. Disponível em: <[http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio\\_da\\_comissao.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf)>. Acesso em: 21 maio 2014.

KLEIN, Jefferson. Mercado livre pode atender 45% do consumo elétrico. *Jornal do Comércio*. Porto Alegre, 12.12.2012. Disponível em: <<http://jcrs.uol.com.br/site/noticia.php?codn=110983>>. Acesso em: 21 maio 2014.

LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LINHARES PIRES, José Cláudio. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. *Revista do BNDES*. Rio de Janeiro, v. v, n. 12, p. 137-168, dez. 1999. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1206.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1206.pdf)>. Acesso em: 19 maio 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Dados relevantes 2012*. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/biblioteca\\_virtual/publicacoes/dados\\_relevantes\\_2012/06-04-Producao-por-Tipo-de-Geracao.html?expanddiv=06](http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2012/06-04-Producao-por-Tipo-de-Geracao.html?expanddiv=06)>. Acesso em: 21 abr. 2014.

PASE, Hemerson Luiz; ROCHA, Humberto José. O Governo Lula e as políticas públicas do setor elétrico. *Revista Debates*. Porto Alegre, UFRGS, v. 4, n.2, p. 32-59, 2010. Disponível em: <<http://seer.ufrgs.br/debates/article/view/16382>>. Acesso em: 19 maio 2014.

PERETTI, Henrique Vilhar. *Cenários para a expansão energética no Brasil: um trade-off custo versus segurança de suprimento*. 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Economia)-Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 2011. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000853027>>. Acesso em: 19 maio 2014.

OLIVEIRA, A. (Coord.). *Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico*. Relatório de pesquisa patrocinado pelo Pnud/Ipea/Fundap. São Paulo: IPEA, 1997.

RAMALHO, Edna Lopes. *Abrangência e eficácia da descentralização das atividades de regulação e fiscalização no setor de energia elétrica* – Estudo de caso da CSPE. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)-Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 2003. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000310985>>. Acesso em: 19 maio 2014.

SILVA, Bruno Gonçalves da. *Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo*. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências)-Programa de Pós Graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, 2011. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12032012-091848/pt-br.php>>. Acesso em: 21 maio 2014.

TONIM, Gilberto. *A gestão de energia elétrica na indústria* – seu suprimento e uso eficiente. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia)-Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, 2009. Disponível em: <[file:///C:/Users/Dell\\_Sueli/Downloads/Dissertacao\\_Gilberto\\_Tonim%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/Dell_Sueli/Downloads/Dissertacao_Gilberto_Tonim%20(2).pdf)>. Acesso em: 21 maio 2014.

VALENZUELA, P. *et al.* Mecanismos de Realocação de Energia para renováveis: incorporando a variabilidade da produção de seus participantes. In: *XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. Rio de Janeiro, PSR Consultoria / PUC-RJ, 2014. Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br/app/publicacoes.aspx>>. Acesso em: 21 maio 2014.

ZUCARATO, A. *Building a smart brazilian electricity market*. São Paulo, 2013. Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_menu\\_header/biblioteca\\_virtual?tipo=Apresenta%C3%A7%C3%A3o&\\_afLoop=27259424213414#%40%3F\\_afLoop%3D27259424213414%26tipo%3DApresenta%25C3%25A7%25C3%25A3o%26\\_adf.ctrl-state%3Df7f5ebs3l\\_4](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_menu_header/biblioteca_virtual?tipo=Apresenta%C3%A7%C3%A3o&_afLoop=27259424213414#%40%3F_afLoop%3D27259424213414%26tipo%3DApresenta%25C3%25A7%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Df7f5ebs3l_4)>. Acesso em: 21 maio 2014.