

**Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Curso de Engenharia de Energia**

**CAMINHOS PARA LIBERALIZAÇÃO DO SETOR  
ELÉTRICO BRASILEIRO: LIÇÕES APRENDIDAS  
COM ALEMANHA E REINO UNIDO**

**Autor: Gibson Luiz Viana Pio Fernandes  
Orientador: Fernando Paiva Scardua**

**Brasília, DF  
2018**



**GIBSON LUIZ VIANA PIO FERNANDES**

**CAMINHOS PARA LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:  
LIÇÕES APRENDIDAS COM ALEMANHA E REINO UNIDO**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua

**Brasília, DF  
2018**

## **CIP – Catalogação Internacional da Publicação\***

Fernandes, Gibson Luiz Viana Pio.

Caminhos para liberalização do Setor Elétrico Brasileiro:  
Lições aprendidas com Alemanha e Reino Unido /  
Gibson Luiz Viana Pio Fernandes Brasília: UnB, 2018. 74  
p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília  
Faculdade do Gama, Brasília, 2018. Orientação: Fernando  
Paiva Scardua.

1. Liberalização do Setor Elétrico. 2. Mercados de Energia. 3.  
Reforma do Setor Elétrico I. Scardua, Fernando Paiva. II.  
Caminhos para liberalização do Setor Elétrico Brasileiro: Lições  
aprendidas com Alemanha e Reino Unido.

CDU Classificação



**CAMINHOS PARA LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:  
LIÇÕES APRENDIDAS COM ALEMANHA E REINO UNIDO**

**Gibson Luiz Viana Pio Fernandes**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 27/11/2018 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua, UnB/ FGA**  
Orientador

---

**Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Paula Meyer Soares, UnB/ FGA**  
Membro Convidado

---

**Prof. Dr. Alex Reis, UnB/ FGA**  
Membro Convidado

Brasília, DF  
2018

Dedico às pessoas que mais amo nesse mundo: Gilvan, Luciene, Brenda, Tila, Lucas e Giulia.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus pela saúde e pelas oportunidades durante toda minha vida.

Sou grato pela minha família, que nunca me deixou desistir e sempre me incentiva a sonhar. Meu pai Gilvan, com todo seu entusiasmo e energia, minha mãe Luciene com seu apoio e tranquilidade, minhas irmãs, Brenda e Tila, com carinho e ensinamentos, meus sobrinhos Lucas e Giulia, com alegria contagiante, e minhas avós e meus avôs paternos e maternos, foram muito importantes durante esse processo.

Meu muito obrigado ao Prof. Dr. Fernando Scardua pela generosidade em repartir seus conhecimentos e pela paciência e disponibilidade em ensinar. Meu agradecimento à Universidade de Brasília, pela qualidade do ensino, por todos os docentes e funcionários, que agregaram grande valor, oportunidades e experiência para minha vida.

Por fim, aos amigos que fizeram parte dessa caminhada, que com companheirismo e risadas, tornaram a jornada mais leve.



"... o conhecimento envaidece, mas o amor edifica. E se alguém imagina que sabe algo, ainda não aprendeu nada como se deve conhecer." 1 Coríntios 8.1-2

## RESUMO

Os mercados de eletricidade no mundo vêm sofrendo inúmeras reformas nas últimas décadas em busca do aumento de eficiência do setor, com a finalidade de repassar os ganhos para os consumidores, além de fomentar a competitividade gerando queda de preço. O presente trabalho busca retratar o processo de liberalização do setor elétrico da Alemanha, Reino Unido e Brasil, comparar a situação atual dos seus setores elétricos, identificar gargalos que impendem o crescimento do livre mercado de energia no Brasil e debater à luz da Teoria dos Custos de Transação e da relação Agente Principal as mudanças propostas pela Consulta Pública 33. Para atingir os objetivos, foi realizado um estudo descritivo e analítico, juntamente com pesquisa bibliográfica em bases de dados *Science Direct* e Google Acadêmico, e análise documental. Como resultado, observou-se que Alemanha e Reino Unido puderam experimentar um ganho de eficiência, aumento do número de *players* e queda na tarifa por meio da desverticalização do setor, privatizações e liberdade de escolha para os consumidores. Entretanto, enfrentaram dificuldades ocasionadas por atitudes oportunistas dos agentes, sendo necessários reformas e ajustes posteriores para o sucesso da liberalização. Após crise de abastecimento de energia dos anos 2000, o Brasil interrompeu seu processo de abertura de mercado. Em 2004, entrou em vigor o modelo do setor atual, que apresenta barreira para o crescimento do livre mercado devido a expansão da oferta de eletricidade ser dependente dos leilões do mercado regulado. Dado o crescimento do livre mercado dos últimos anos e o desgaste do modelo vigente, a Consulta Pública 33 traz propostas de alteração do marco regulatório, visando remoção de barreiras para o crescimento do ACL e mecanismos que impactam em redução de custos de transação e assimetria de informação. Portanto, a continuidade da liberalização do SEB, se bem implementada, acarreta em benefícios para os consumidores por meio do aumento da competitividade, liberdade para os consumidores e incentivos para decisões eficientes dos agentes.

**Palavras-chave:** Liberalização do Setor Elétrico. Mercados de Energia. Reforma do Setor Elétrico

## ABSTRACT

Electricity markets in the world have undergone numerous reforms in the last decades in order to increase the efficiency of the sector, with the purpose of passing on the gains to the consumers, besides fomenting the competitiveness causing a decrease of price. The present work seeks to portray the process of liberalization of the electric sector in Germany, the United Kingdom and Brazil, to compare the current situation of its electric sectors, to identify bottlenecks that impede the growth of the free energy market in Brazil and discuss in the light of the Transaction Costs Theory and the Principal Agent relationship the changes proposed by Public Consultation 33. To achieve the objectives, a descriptive and analytical study was carried out, along with bibliographic research in Science Direct and Google Academic databases, and documentary analysis. As a result, it was observed that Germany and the United Kingdom were able to experience efficiency gain, increase in the number of players and decrease in tariffs through the de-verticalization of the sector, privatizations and freedom of choice for consumers. However, they faced difficulties caused by opportunistic attitudes of agents, requiring reforms and subsequent adjustments to the success of liberalization. In 2004, the current sector model, which presents a barrier to free market growth, came into force due to the expansion of the electricity supply being dependent on regulated market auctions. Given the growth of the free market in recent years and the erosion of the current model, Public Consultation 33 proposes changes to the regulatory framework, seeking to remove barriers to ACL growth and mechanisms that impact on transaction costs reduction and asymmetry of information. The continuation of SEB's liberalization, if implemented, will therefore benefit consumers by increasing competitiveness, freedom for consumers and incentives for efficient decision-making by agents.

**Keywords:** *Electricity Liberalization. Energy Markets. Electricity Reform.*



## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1: Instituições do SEB.....  | 33 |
| Figura 2: Preço de Liquidação de Diferenças .....                                     | 36 |
| Figura 3: Cadeia do SEB .....   | 38 |
| Figura 4: Sistema de Transmissão no Brasil.....                                       | 40 |
| Figura 5: Fornecedores de Eletricidade e seus territórios antes da liberalização..... | 45 |
| Figura 6: Estrutura do setor elétrico alemão .....                                    | 50 |
| Figura 7: Empresas de Transmissão.....  | 52 |
| Figura 8: Distribuidoras na Alemanha .....  | 53 |
| Figura 9: Reestruturação entre 1990 e 2001 .....                                      | 55 |
| Figura 10: Empresas de Transmissão no Reino Unido.....                                | 60 |

## LISTA DE TABELA

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1: 10 maiores agentes de geração .....             | 38 |
| Tabela 2: Cronograma de Abertura do ACL para Grupo A..... | 42 |

## LISTA DE QUADROS

|   |    |
|---|----|
| Quadro 1: Os quatro modelos da indústria de energia.....                    | 23 |
| Quadro 2: Comparação entre os modelos do SEB 30                             |    |
| Quadro 3: Características dos Ambientes de Contração Livre e Regulado ..... | 33 |
| Quadro 4: Mudanças na regulação do setor elétrico alemão.....               | 46 |
| Quadro 5: Instituições do Setor Elétrico Alemão.....                        | 48 |
| Quadro 6: Principais eventos do setor elétrico do Reino Unido.....          | 56 |
| Quadro 7: Instituições do setor elétrico britânico .....                    | 57 |
| Quadro 8: Características do Setor Elétrico.....                            | 61 |



## LISTA DE ABREVIATÖES

|             |  |
|-------------|--|
| ABRACEEL    | Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica |
| ACL         | Ambiente de contratação livre                                  |
| ACR         | Ambiente de Contratação Regulada                               |
| ANEEL       | Agência Nacional de Energia Elétrica                           |
| BETTA       | <i>British Electricity Trading Arrangements</i>                |
| BIG         | Banco de Informações de Geração                                |
| CCEARs      | Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado   |
| CCEE        | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica                  |
| CEGB        | Central Electricity Generating Board                           |
| CMO         | Custo Marginal de Operação                                     |
| CMSE        | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico                      |
| CNPE        | Conselho Nacional de Política Energética                       |
| COFINS      | Financiamento da Seguridade Social                             |
| DNAEE       | Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica              |
| EEG         | Erneuerbarer-Energien-Gesetz                                   |
| <i>EnWG</i> | <i>Energiewirtschaftsgesetz</i>                                |
| EPE         | Empresa de Pesquisa Energética                                 |
| ERM         | <i>Electricity Market Reform</i>                               |
| FHC         | Fernando Henrique Cardoso                                      |
| FITs        | Feed-in-Tariffs  |
| <i>GWB</i>  | <i>Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen</i>                  |
| IBOPE       | Instituto Brasileiro de Opinião Pública e Estatística          |
| ICMS        | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços             |
| IEA         | International Energy Agent (IEA)                               |
| MAE         | Mercado Atacadista de Eletricidade                             |
| MME         | Ministério de Minas e Energia                                  |
| NETTA       | <i>New Electricity Trading Arrangements</i>                    |
| NGC         | National Grid Co.  |
| NGET        | National Grid Electricity Transmission                         |
| NP          | National Power   |
| NTPA        | modelo de negociação entre as partes                           |
| ONS         | Operador Nacional do Sistema Elétrico                          |

|         |   |
|---------|---|
| OTC     | <i>over-the-counter</i>   |
| P&D     | Pesquisa e Desenvolvimento  |
| PG      | PowerGen  |
| PIS     | Programa de Integração Social   |
| PLD     | Preço de Liquidação de Diferenças                                     |
| PND     | Programa Nacional de Desestatizações                                  |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional |
| PROINFA | Programa de Incentivos às Fontes Alternativas                         |
| RE-SEB  | Reforma do Setor Elétrico   |
| RO      | Renewables Obligation   |
| SEB     | Setor Elétrico Brasileiro   |
| SIN     | Sistema Interligado Nacional  |
| TCT     | Teoria dos Custos de Transação  |
| TSOs    | Operadoras do Sistema de Transmissão                                  |
| TUST    | Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão                             |

## SUMÁRIO

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>19</b> |
| <b>2 REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>                                    | <b>22</b> |
| 2.1 Estrutura de Mercados de Eletricidade .....                       | 22        |
| 2.2 Falhas de Mercado no Regime Regulatório.....                      | 24        |
| <b>3 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>                                 | <b>27</b> |
| <b>3.1 Setor Elétrico Brasileiro.....</b>                             | <b>27</b> |
| 3.1.1 Marco Regulatório.....  | 31        |
| 3.1.2 Setor Elétrico Atual .....                                      | 37        |
| 3.1.3 Consulta Pública 33: Caminhada rumo à liberalização .....       | 41        |
| <b>3.2 Setor Elétrico Alemão .....</b>                                | <b>44</b> |
| 3.2.1 Marco Regulatório.....  | 48        |
| 3.2.2 Setor Elétrico Atual .....                                      | 50        |
| <b>3.3 SETOR ELÉTRICO BRITÂNICO .....</b>                             | <b>54</b> |
| 3.3.1 Marco Regulatório.....  | 57        |
| 3.3.2 Setor Elétrico Atual .....                                      | 59        |
| <b>3.4 Comparação do Setor Elétrico dos Países Selecionados .....</b> | <b>61</b> |
| <b>4 CONCLUSÃO .....</b>  | <b>68</b> |
| <b>5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>                             | <b>70</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico representa um importante pilar estratégico para a economia moderna (BARBOSA *et al*, 2016). Mercados de energia elétrica em todo o mundo vêm sofrendo inúmeras reformulações nas últimas décadas. Entre o final dos anos 1980 e o início dos anos 2000, diversos países reformaram seus mercados, chegando até modelos desregulados. Governos, que historicamente mantinham monopólios estatais verticalmente integrados, abriram seus mercados de eletricidade, tornando-os competitivos e com liberdade de escolha para os consumidores, inclusive residenciais (MÖLLER, 2010).

Al-Sunaidy e Green (2006) definem desregulação no setor elétrico como a liberalização, principalmente nas áreas de geração e fornecimento, permitindo uma abertura de mercado, criando competição nos setores que originalmente havia dominância de empresas estatais. Ainda segundo os autores, há de se ressaltar que apesar do termo desregulação, as redes de transmissão e distribuição permanecem como monopólios naturais regulados, já que assim, apresentam melhor funcionamento.

Países como Alemanha, Austrália, Reino Unido, Holanda e parte dos Estados Unidos apresentam um mercado de eletricidade aberto à competição tanto na geração, como no fornecimento. Um mercado liberalizado pode possibilitar ganhos para todos os consumidores, como menores preços, novos produtos oferecidos pelas empresas e liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica nas condições que mais lhe agradar (DANTAS, 2015).

O Brasil também caminhou em direção à liberalização, nos anos 1990, dando início à reforma do Setor Elétrico. Primeiro, privatizou distribuidoras, criou uma agência nacional reguladora e abriu a geração gradativamente para competição. Após a crise de abastecimento de energia dos anos 2000, o país passou por mais uma reformulação do setor de eletricidade, apresentando um novo marco regulatório (BARBOSA *et al*, 2016). Apesar de avanços recentes no Ambiente de Contratação Livre (ACL), como o fortalecimento da categoria de consumidores especiais, ainda assim, apenas usuários com grandes demandas possuem liberdade de negociação de compra e fornecimento de energia.

No mais, já há procura dos consumidores de baixa tensão por maior liberdade de escolha, como já acontece no setor de telecomunicação, motivados

principalmente pela insatisfação na qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras e pelo valor da tarifa. Desde 2014, o Instituto Brasileiro de Opinião Pública e Estatística (IBOPE) realiza pesquisas anuais encomendadas pela Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL). Em 2017, 69% dos consumidores residenciais responderam que gostariam de ter a possibilidade de trocar seus fornecedores de energia. Caso isso fosse possível, 56% afirmam que mudariam suas atuais empresas de fornecimento de eletricidade (ABRACEEL, 2017).

No Congresso já foram apresentadas propostas de alteração do marco regulatório atual, com intuito de assegurar a portabilidade da conta de luz. O Projeto de Lei 1917 de 2015 na Câmara e o Projeto de Lei do Senado 232 de 2016 dispõem sobre um novo modelo comercial de eletricidade, alterações em concessões de geração, além da portabilidade para consumidores residenciais. Entretanto, nenhuma das propostas foram debatidas profundamente na Casa e muito menos colocadas em votação. Em 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública 33 para discussão de uma modernização do mercado de eletricidade. A consulta possibilitou uma discussão envolvendo os agentes do setor elétrico em busca de ganhos de eficiência no setor, gerando uma minuta de lei com alteração no marco regulatório.

Passados mais de 20 anos desde o início da liberalização do Setor Elétrico Brasileiro, o ritmo dos passos para uma maior abertura do mercado diminuiu e o processo se encontra estagnado. Para que consumidores possam gozar da liberdade de escolher seus fornecedores de energia elétrica, a modernização do mercado de eletricidade no Brasil precisa ocorrer.

### **Objetivo**

Este trabalho tem como objetivo fazer análise comparativa entre o mercado de eletricidade e marco regulatório do Brasil, Alemanha e Reino Unido, a fim de discutir juntamente com a Consulta Pública 33 do MME os caminhos para a liberalização do setor elétrico brasileiro.

### **Objetivos Específicos**

- Descrever a experiência do Brasil, Alemanha e Reino Unido em liberalização do setor elétrico;

- Comparar o setor elétrico do Brasil, Alemanha e Reino Unido;
- Apontar as principais barreiras que impedem a expansão do livre mercado de eletricidade no Brasil; e
- Debater sobre a Consulta Pública 33 e suas alterações no marco regulatório do setor elétrico sob a ótica das falhas de mercado.

### **Metodologia**

Trata-se de um estudo descritivo e analítico, com pesquisa bibliográfica e análise documental. O estudo descritivo visa à identificação, registro e análise das características, fatores ou variáveis que se relacionam com o fenômeno ou processo, podendo aparecer sob diversos tipos como: documental, estudos de campo e levantamentos (PEROVANO, 2014). Para Gil (2010), a pesquisa bibliográfica pode ser definida como um estudo executado por meio de material já produzido, em suma, artigos e livros.

Para atingir os objetivos propostos, o trabalho foi dividido em duas etapas. Na primeira, foi abordado o histórico de reformas do setor elétrico dos países citados acima, por meio de uma pesquisa bibliográfica, utilizando a plataforma *Science Direct* e Google Acadêmico. Na segunda etapa, foi realizada uma análise documental. Foram utilizados documentos institucionais e governamentais, estudos, relatórios e dados de órgãos e instituições como Agência Nacional de Energia Elétrica, Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica, *International Energy Agency*, Ministério de Minas e Energia e dos ministérios e agências reguladoras correlatos de cada país (Alemanha e Reino Unido).

Para a pesquisa bibliográfica, buscou-se analisar as principais publicações sobre os temas “mercado de eletricidade”, “reforma do setor elétrico”, “liberalização dos mercados de eletricidade” dos países Brasil, Alemanha e Reino Unido. Para a realização dessas buscas nos sites de conteúdo acadêmico, foram utilizadas as palavras chaves: “*Electricity deregulation*”, “*Liberalization in electricity markets*” e “*Electricity market reform*”.

As pesquisas resultaram em 186 artigos, dos quais após a leitura dos títulos e resumo, foram selecionados 36. Em uma nova triagem, por meio de uma leitura mais aprofundada, obtendo-se então 8 artigos. Estes estudos vinculados diretamente aos três temas e palavras chaves foram fichados e analisados.

Para embasar o entendimento referente ao tema, no referencial teórico foi abordado as Falhas de Mercado no Regime Regulatório, inserida no contexto da Teoria Agente-Principal e Teorias dos Custos de Transação. No debate da Consulta Pública 33 foram utilizados estudos dos agentes do setor elétrico, em especial da consultoria PSR e da empresa EDP, além do material elaborado pelo Ministério de Minas e Energia constituído pela nota técnica 05/2017 e o resultado do fechamento da consulta.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

### **2.1 Estrutura de Mercados de Eletricidade**

As reformas liberalizantes que vêm acontecendo desde a década de 1980 impactaram a indústria de eletricidade, especialmente em sua organização, por meio de mudanças trazidas por novas formas de investimento no setor, e influências nas transações, uma vez que alterações na comercialização levaram à uma maior flexibilização na indústria (CASTRO e LEITE, 2010). O entendimento de que era possível a separação comercial da eletricidade (produto) da transmissão (serviço) possibilitou que a geração não fosse mais um monopólio natural, abrindo assim caminho para mudanças na estrutura de comercialização de energia (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996).

Para Castro e Leite (2010) as estruturas atuais de mercados de eletricidade podem ser divididas entre os mercados de contratos bilaterais e os de tipo *Pool*. Segundo os autores, nas transações bilaterais os agentes fazem acordos de compra e venda livremente, estabelecendo um mercado livre de energia. O modelo *Pool* se caracteriza por sua centralização da operação do sistema, minimizando assim os custos operacionais, onde geradores fazem suas ofertas, tendo o preço definido pelo operador. A formação de preço dos mercados do tipo *Pool* pode ser feita por meio de interações do que foi ofertado pelos agentes geradores em ordem crescente de custos, sem levar em consideração as restrições de transmissão, sendo essa forma conhecida como Preço Marginal do Sistema (PMS). A segunda vertente de formação de preço em mercados do tipo *Pool* é o Preço Nodal (PN). Neste caso, as restrições da transmissão influenciam diretamente no preço, sendo assim, a remuneração dos geradores varia de acordo com a localização no sistema (CASTRO e LEITE, 2010).

Por sua vez, Hunt (2002) segmenta a estrutura da indústria do setor elétrico em quatro diferentes modelos, separados de acordo com seus níveis de competitividade. O primeiro é denominado de Monopólio Verticalmente Integrado, apresentando como características a ausência total de competição na geração, onde o monopólio se perpetua pelo restante da cadeia do setor elétrico. O segundo modelo, intitulado de *Single Buyer*, pode ser descrito como aberto à competição na geração, porém, a compra se dá por meio de um único comprador (*purchasing agency*) (CASTRO e LEITE, 2010). Para Hunt (2002) no modelo de *Single Buyer* os contratos devem ser de longa duração, uma vez que não há uma abertura total para a existência de muitos compradores, sendo assim, não haveria vantagens para o gerador investir em novas plantas de eletricidade com contratos de curto prazo em um ambiente com um único comprador. O quadro a seguir resume os modelos da indústria do setor elétrico.

Quadro 1: Os quatro modelos da indústria de energia

| <b>Modelo</b>                | <b>1 - Monopólio</b> | <b>2 – Comprador único</b> | <b>3 – Competição no Atacado</b> | <b>4 – Competição no Varejo</b> |
|------------------------------|----------------------|----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Definição                    | Monopólio            | Competição entre geradores |                                  |                                 |
|                              | Em todos os níveis   | Com comprador único        | Escolha para distribuidoras      | Escolha para consumidores       |
| Competição na Geração?       | Não                  | Sim                        | Sim                              | Sim                             |
| Escolha do Varejista?        | Não                  | Não                        | Sim                              | Sim                             |
| Escolha do consumidor final? | Não                  | Não                        | Não                              | Sim                             |

Fonte: Hunt e Shuttleworth, 1996

O modelo 3 descrito por Hunt (2002) apresenta a inserção da competição no atacado para consumidores com grande demanda, porém, os pequenos consumidores permanecem sob o regime de monopólio das distribuidoras. Castro e Leite (2010) ressaltam a necessidade da separação entre geração, transmissão e distribuição para o modelo poder ser implementado. Para Hunt (2002) a forma ideal do modelo de competição do atacado deve apresentar os seguintes itens:

- Toda a geração é desregulada e vendida em um mercado competitivo de atacado;
- Distribuidoras e grandes consumidores compram neste mercado;
- Exposição dos grandes consumidores ao preço spot;
- Distribuidoras atendem aos pequenos consumidores, contratando energia de geradores e comercializadores.

O último modelo é caracterizado pela plena competição tanto no atacado como no varejo, onde a distribuição é separada da atividade varejista. A vantagem do quarto modelo é o livre poder de escolha para todos os consumidores do setor elétrico, aproximando com o que ocorre nos outros setores da economia (HUNT, 2002). Para estabelecer o modelo 4, o mínimo necessário são as condições presentes no modelo 3, além da desverticalização das distribuidoras, uma vez que o acesso às redes de distribuição deve ser livre para geradores e consumidores (CASTRO e LEITE, 2010).

Castro e Leite (2010) citam o elevado poder de mercado presente tanto no modelo 1, pela característica monopolística e verticalizada, como no modelo 2 devido ao caráter monopsonista em relação aos geradores e monopolista perante às distribuidoras. Hunt (2002) ressalta que a medida que se avança para os modelos de mercado mais competitivos (modelos 3 e 4), a complexidade do setor aumenta, implicando em mudanças estruturais.

## 2.2 Falhas de Mercado no Regime Regulatório

Alguns economistas consentem que o mercado seja o mecanismo mais eficiente de alocação de recursos. Porém, também admitem que seu funcionamento não seja o mais apropriado em todas as circunstâncias, havendo imperfeições nomeadas como falhas de mercado (HOWLLET et al, 2013). Figueiredo (2009) apresenta alguns exemplos de falhas de mercado como o monopólio natural, as externalidades, insuficiência de bens públicos e as assimetrias de informação.

Entre as falhas de mercado, podemos destacar a assimetria de informação, sendo definida como uma imperfeição na divulgação de informações em um mercado ou transação, ou seja, nem todos os agentes participantes possuem as mesmas informações (FIANI, 2013). Como consequência da diferença informacional

entre comprador e vendedor (ou entre agentes) tem-se o impedimento da existência do modelo de competição perfeita (FGV, 2007).

Segundo Hasenclever e Torres (2013) a regulação se justifica não só para impedir lucros exorbitantes por determinados grupos, por exemplo em regime de monopólio, mas também quando houver falhas de mercado como externalidades e assimetria de informação. Campos (2008) conclui, através do entendimento da análise normativa econômica, que as falhas de mercado devem ser reparadas mediante atividades regulatórias. Ainda segundo o autor, por outro lado, sob um olhar positivista por meio da Teoria Econômica da Regulação, onde se incorpora elementos da ciência política na observação, são analisadas as falhas de governo, que prejudicam a implementação das políticas que teriam de ser estabelecidas para solucionar as falhas de mercado.

Para explicar os fenômenos das causas de falhas de governo, como por exemplo o distanciamento entre a intenção política e a prática administrativa, é invocado a Teoria do Agente-Principal (HOWLLET et al, 2013). Segundo Mueller (1999), também são caracterizadas as situações Agente-Principal como em momentos em que exista delegação de um afazer de um agente econômico para outro, ocorrência de assimetria de informação, custos de monitoramento alto, não alinhamento de objetivos e imperfeições entre o esforço colocado e seu resultado.

Jensen e Meckling (1976) definem a relação Agente-Principal como um contrato ao qual um ou mais atores (Principal) delega ao outro ator (Agente) a realização de alguma tarefa ou serviço em seu nome, onde o principal repassa certa autoridade ao agente para tomadas de decisões. Nunes (2015) relata que a assimetria de informação está diretamente relacionada aos conflitos de interesse entre agente e principal, ocorrendo quando uma das partes envolvidas possui melhor informação que a outra na relação. Sendo assim, são consideráveis as chances de o agente não optar por ações que estejam de acordo com as intenções do principal. Por outro lado, o principal pode moldar as ações do agente por meio de incentivos (JENSEN e MECKLING, 1976).

Segundo Barbosa et al (2016), em face ao problema da desinformação, ambas as partes irão buscar mecanismos de mitigação do risco das informações faltantes em relação à outra parte. Porém, essa redução do impacto da assimetria de informação geram os chamados custos de agência. Jensen e Meckling (1976)

resumem os custos da relação agente-principal sendo a soma dos seguintes elementos:

- Custos de monitoramento pelo principal;
- Custos de garantia do agente (*Bonding Cost*);
- Perdas Residuais (*Residual Loss*).

Lemos (2005) explica os custos de monitoramento como sendo os gastos relativos à inspeção do comportamento do agente por parte do principal, enquanto o *bonding cost* reflete os gastos do próprio agente em mostrar ao principal que está sendo cumprido o acordado ou ainda em aceitar restrições. O autor ainda esclarece as perdas residuais como o valor monetário da redução do bem-estar do principal em função de discordâncias com o agente.

A assimetria de informação traz também outros efeitos indesejados como o risco moral e a seleção adversa (FIGUEIREDO, 2009; CAMPOS, 2008; FGV, 2007). Segundo Nunes (2015), as complicações causadas pelo desconhecimento informacional ocorrem em duas diferentes fases: *ex ante*, sendo antes da assinatura do contrato, caso da seleção adversa, ou durante/após a execução contratual, sendo a situação do risco moral. Na visão de Barbosa *et al* (2016), a seleção adversa ocorre quando o principal não possui todas as informações relativas ao agente. O principal, não munido de todas as informações, toma a iniciativa, tendo como consequência a possibilidade de selecionar um agente indesejado. Campos (2008) resume o risco moral em uma situação onde as ações das partes não são de todo observáveis, ou seja, não negociáveis e nem adicionadas ao contrato, sendo assim um problema de ação oculta (*hidden action*).

Para Williamson (1985) na existência de assimetria de informações, abre-se uma brecha para atitudes oportunistas, elevando assim os custos de transação. Os custos de transação nada mais são do que os custos em que os agentes são expostos sempre que recorrem ao mercado, isto é, as despesas de negociar, de lavar e de garantir o cumprimento do contrato (FIANI, 2013).

Segundo Fiani (2013), a Teoria dos Custos de Transação (TCT) traz um conjunto de suposições, sendo elas racionalidade limitada, complexidade e incerteza, oportunismo e especificidade de ativos, como causas para a existência dos custos de transação. O autor caracteriza a racionalidade limitada, como a

limitação comportamental do ser humano, sendo incapaz de antecipar circunstâncias futuras, com isso há o surgimento de incertezas, e com a soma desses fatores, cria-se o ambiente ideal para atitudes oportunistas. O oportunismo é caracterizado como a difusão de informação seletiva, distorcida e promessas sobre o comportamento do próprio agente. Na TCT o oportunismo está ligado à manipulação de assimetrias de informação, em busca de maximização dos lucros (FIANI, 2013).

Os custos de transação podem ser segmentados em custo *ex ante* e *ex post*. Williamson (1985) caracteriza os custos do tipo *ex ante* como aqueles que ocorrem antes do fechamento do acordo, ou seja, de elaboração, negociação, acordo e de proteção de ambas as partes no contrato. Por sua vez, os custos *ex post* envolvem os custos de desalinhamento no acordo, de renegociação, do funcionamento da estrutura de governança e de garantia de cumprimento (WILLIAMSON, 1985).

Entretanto, segundo Fiani (2013) o que de fato provoca perturbações no funcionamento dos mercados é a especificidade de ativos. Os ativos específicos são ativos que ocorrem em transações em que haja pequeno número de compradores e vendedores, ou seja, um número limitado de agentes está hábil a se envolver. Ainda segundo o autor, o problema inerente à especificidade de ativos é que ao se investir em um ativo específico, os agentes passam a se relacionar de forma praticamente exclusiva.

### **3 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

#### **3.1 Setor Elétrico Brasileiro**

Após a crise dos anos 1980, considerada a década perdida do Brasil, e o fim do regime militar, deu-se início a uma nova mentalidade econômica no país, sendo estabelecida uma série de privatizações em diversos setores da economia com a implementação do Programa Nacional de Desestatizações (PND). Antes do início da sua abertura, o Setor Elétrico Brasileiro tinha 90% do seu consumo de eletricidade contabilizado por distribuidoras e fornecedoras estatais, possuindo inclusive empresas verticalmente integradas (MOTA, 2003). Os principais motivos que levaram às mudanças de rumo no setor foram: a) A situação financeira dos estados e da União, impossibilitando investimentos em manutenção e expansão da oferta de eletricidade. b) A má gestão das empresas, causada principalmente pelo fato de não existir incentivos à eficiência e de indicações políticas e sem critérios técnicos para

nomeações dos cargos administrativos. c) Ausência de órgão regulador, gerando decisões discricionárias, além de remuneração garantida e baseada nos custos de serviço (PIRES, 2000).

No governo Itamar Franco, uma das primeiras ações tomadas em direção à abertura do SEB foi o Decreto 915 de 1993, permitindo a participação de empresas privadas em concessões juntamente com estatais para novas instalações de geração de energia elétrica. Outras leis também foram aprovadas, porém, Ferreira (2000) afirma que a liberalização do setor elétrico só ocorre de fato a partir de 1995, com o início do primeiro mandato de Fernando Henrique Cardoso. Entre as primeiras medidas adotadas, destaca-se a Lei Geral de Concessões (Lei 8.987/95), definindo regras para licitações de infraestrutura em geral, inclusive no setor elétrico. Já a Lei 9.074/95 apresenta normas para outorga e renovações para concessões e permissões. Além disso, apresenta a figura do produtor independente, capaz de comercializar total ou parcialmente sua energia gerada, ademais estabelece que consumidores com demanda superior a 10 MW e tensão acima de 69 kV possam contratar seu fornecimento.

Em 1996, é instituída a Lei 9.427, criando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como novo órgão regulador, assumindo as funções que até então eram de responsabilidade do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e do Ministério de Minas e Energia (MME). Segundo Walvis (2014), no ano seguinte, a consultoria Coopers & Lybrand, apresentou seu relatório que serviu de base para a Reforma do Setor Elétrico (RE-SEB). Como principais recomendações estão as criações do Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE), do Operador Nacional do Sistema (ONS) e definições para contratos iniciais de compra e venda de energia. Goldemberg e Prado (2003) destacam que a reforma do setor elétrico brasileiro no período FHC tinha como principais objetivos a desverticalização, com a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e fornecimento, a privatização de empresas estatais, desafogando a União e os estados da responsabilidade de investimentos no setor, estimular a competição e por fim, o livre acesso às redes de transmissão e distribuição.

Entretanto, os últimos anos do governo FHC são marcados pela crise de abastecimento de energia elétrica, ocasionando diversos apagões, forçando o governo a estipular uma meta de redução de consumo de eletricidade e iniciar um

acionamento. Fora o problema de suprimento de energia elétrica, Goldemberg e Prado (2003) afirmam que o MAE não proporcionou confiabilidade, além de não obter êxito na implementação do novo ambiente regulatório. Para corrigir as falhas da primeira reforma, em 2003, já no primeiro mandato de Luiz Inácio Lula da Silva, é apresentado o novo modelo do SEB. Os principais objetivos da nova reforma apresentada pelo Ministério de Minas e Energia são:

- Segurança: garantir o suprimento de energia elétrica;
- Modicidade Tarifária: eficiência na contratação de energia para o mercado cativo;
- Inserção Social: Universalizar o acesso à energia elétrica (BRASIL, 2003).

O documento intitulado “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico” instituiu diversas mudanças, a começar pela criação de dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O ACL atende aos consumidores livres, através de contratos livremente negociados. Já o ACR compreende os consumidores cativos, que têm sua energia contratada pelas distribuidoras por meio de contratos regulados. Além disso, a nova reforma estabeleceu novas instituições no SEB, sendo elas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). A EPE, uma instituição técnica especializada, foi criada pela Lei 10.847/2004 com o intuito de apresentar estudos para o planejamento energético, enquanto a CCEE vem pra suceder o Mercado Atacadista de Energia, administrando os contratos de compra de eletricidade para o mercado regulado, além de no curto prazo contabilizar e liquidar as diferenças contratuais. Por último, o CMSE tem como sua principal função a avaliação permanente da segurança de abastecimento.

Walvis (2014) apontam os principais impactos da reforma como o retorno do papel de concedente para o poder Executivo, a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo através da EPE, a dissociação das distribuidoras com as outras atividades do setor, a contratação de energia voltada para o longo prazo, estabelecimento de um pool de contratação e o aumento da competitividade na geração, uma vez que a licitação é vencida pela menor tarifa.

Entre os anos 1990 e a década de 2000 o Brasil passou por três modelos diferentes no setor elétrico, vigorando atualmente a última reforma ocorrida em 2004. O Quadro 2 abaixo mostra resumidamente as principais diferenças de cada delas.

Quadro 2: Comparação entre os modelos do SEB

| <b>Modelo Antigo (até 1995)</b>  | <b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>   | <b>Novo Modelo (2004)</b>  |
|--|--|--|
| 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 estatal   | 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 Déficits (MCSD) para as Distribuidoras. |

Fonte: CCEE, 2018

### 3.1.1 Marco Regulatório

O marco regulatório vigente do setor elétrico brasileiro foi instituído pelas leis 10.847 e 10.848 de 2004. As instituições que regem o funcionamento do setor elétrico são:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): O CNPE tem como principal atribuição assessorar a Presidência da República, formulando políticas públicas e diretrizes para o setor energético. É um órgão interministerial, sendo presidido pelo ministro de minas e energia, visando o uso racional dos recursos energéticos, a revisão periódica da matriz energética e estabelecendo diretrizes específicas, como uso de gás natural, energia solar e biocombustíveis. O conselho foi instituído pela Lei 9.478/97.

- Ministério de Minas e Energia (MME): É o órgão responsável pela formulação e implementação da política energética do país de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo CNPE. É dever do MME o monitoramento da segurança de suprimento do setor elétrico, a condução do planejamento do setor energético, além de deter o exercício de poder concedente.

- Comitê de Monitoramento de Segurança Energética (CMSE): Estabelecido em 2004 pela Lei 10.848 é presidido pelo ministro de minas e energia e possui a participação de representantes do MME, EPE, ONS, CCEE, ANEEL e ANP. É função do CMSE o acompanhamento das condições de acompanhamento e definir ações preventivas para a garantia da segurança do suprimento energético, sob coordenação do MME.

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Ligada ao MME, tem como atribuições apresentar estudos destinados a embasar o planejamento do setor energético e a obtenção de licenciamentos ambientais prévios para projetos de hidroelétricas e de transmissão. Foi instituída pela Lei 10.847/2004.

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Autarquia federal, criada com o objetivo de regular e fiscalizar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Além disso, realiza leilões de concessão de geração e transmissão sob o comando do MME, implementa as políticas e diretrizes do governo no setor elétrico no que tange à exploração e o aproveitamento de recursos hídricos.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): A CCEE é uma associação civil, sem fins lucrativos e sujeita à fiscalização da ANEEL. É incumbida de realizar e divulgar o cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), gerenciar os contratos de compra e venda de energia no ACL e ACR e realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da ANEEL.

- Operador Nacional do Sistema (ONS): É uma organização sem fins lucrativos, tem como atribuições a operação, supervisão e controle da geração do Sistema Integrado Nacional (SIN), administrando a rede básica de transmissão e visando a otimização energética ao menor custo operacional e atendendo os padrões de segurança e qualidade.

A figura 1 apresenta o organograma das instituições do SEB, ilustrando seus relacionamentos.

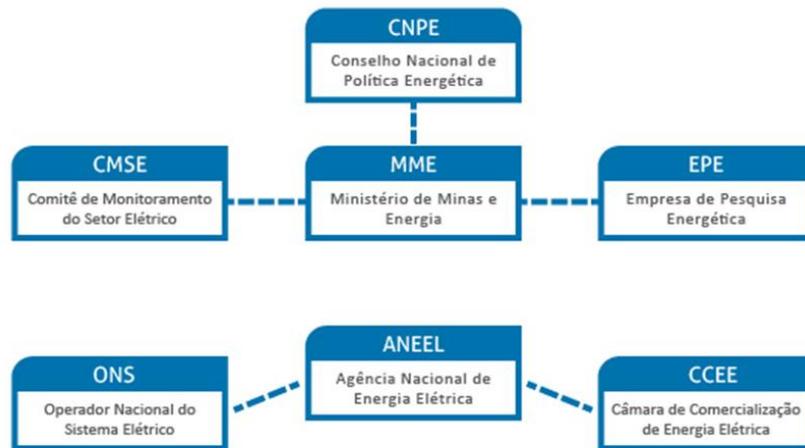


Figura 1: Instituições do SEB  
Fonte: CCEE, 2018

O mercado de energia elétrica no Brasil é dividido entre o ambiente de contratação livre (ACL) e o ambiente de contratação regulado (ACR), onde todos os contratos, seja do ACR ou do ACL, devem ser registrados na CCEE, uma vez que tanto distribuidoras como consumidores livres devem comprovar contratação de sua demanda (PEREIRA JR, 2014). O quadro a seguir apresenta as particularidades de cada ambiente.

Quadro 3: Características dos Ambientes de Contratação Livre e Regulado

|               | Ambiente Livre  | Ambiente Regulado  |
|---------------|---|--|
| Participantes | 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) |
| Contratação   | Livre negociação entre os compradores e vendedores            | Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel  |

|                  |  |  |
|------------------|--|--|
| Tipo de Contrato | Acordo livremente estabelecido entre as partes | Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) |
| Preço            | Acordado entre comprador e vendedor            | Estabelecido no leilão   |

Fonte: CCEE, 2018

No ACR estão os consumidores de pequena e média demanda, os chamados consumidores cativos, atendidos exclusivamente pela distribuidora local e com sua tarifa regulada pela ANEEL (BARBOSA *et al*, 2016). Para atender seus consumidores as distribuidoras contratam sua energia em leilões, devendo informar a EPE de suas demandas estimadas em um horizonte de cinco anos, onde a partir da projeção é definido o volume de energia que será ofertada (ROSA *et al*, 2013). PEREIRA JR (2014) caracteriza esse modelo de contratação de energia pelas distribuidoras como um pool (*single-buyer-model*). Recentemente uma nova mudança ocorreu na comercialização com o decreto 9.143 de 2017, permitindo então que as distribuidoras vendam seus excedentes de energia contratada.

Segundo Barbosa *et al* (2016) os leilões de contratação de energia têm suas datas e preço teto definidos pelo MME, enquanto a realização é feita pela CCEE sob delegação da ANEEL. O vencedor dos leilões é aquele que apresenta a menor tarifa (PEREIRA JR, 2014).

Os leilões de contratação de energia são separados entre os de energia nova e os de já existente (BARBOSA *et al*, 2016). Segundo o Instituto Acende (2012) os leilões de energia nova são oriundos de novos empreendimentos de geração, promovendo a expansão da capacidade instalada no país, sendo dividido em A-5, A-3 e estruturantes. Ainda segundo o instituto, os leilões A-5 e A-3 são abertos para diversas fontes de geração de energia, sendo realizados cinco e três anos, respectivamente, antes do início de operação e firmados por meio dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) com prazos variando entre 15 e 30 anos. Recentemente foram estabelecidos também leilões para energia

nova A-4, A-6 e A-7 pelo MME, visando à expansão e modernização da infraestrutura de geração, entrando em operação em quatro, seis ou sete anos após a realização do certame. De acordo com a Lei 10.848 de 2004, os leilões de projetos estruturantes apresentam caráter estratégico e de interesse público baseado em classificação do CNPE (INSTITUTO ACENDE, 2012).

A negociação da energia existente no ACR se dá por meio do leilão A-1, ofertado um ano antes do início da entrega da energia (ROSA *et al*, 2013). Por sua vez, os leilões de ajustes têm como objetivo a mitigação de risco para as distribuidoras com a contratação de até um por cento da sua carga total (INSTITUTO ACENDE, 2012). Já os leilões de fontes alternativas atendem a demanda do ACR e estimula a participação de fontes renováveis na geração. Por fim, os leilões de energia reserva apresentam como intuito a elevação da segurança do fornecimento, com seus custos divididos entre todos os consumidores por meio do Encargo de Energia de Reserva.

Para o Instituto Acende (2012), o modelo estabelecido pela Lei 10.848 de 2004 segmenta os leilões entre energia nova e energia existente a fim de repassar as flutuações de preço ocorridas, devido as variações de demanda e oferta, para a energia existente, uma vez que os empreendimentos antigos já tiveram boa parte de seus financiamentos amortizados, enquanto que os novos empreendimentos possuem grande endividamento, necessitando de um fluxo estável de receitas.

No ACL participam os agentes geradores, comercializadores e consumidores livres. Nesse segmento de mercado a comercialização de eletricidade se dá por meio de contratos bilaterais entre geradores e comercializadores, predominantemente de curta duração (ROSA *et al*, 2013). A Lei 9.074/1995 instituiu a figura do consumidor livre, definindo que consumidores com demanda superior a 3 MW são elegíveis ao ACL. Segundo ROSA *et al* (2013) os grandes consumidores ao migrarem devem informar de um a três anos de antecedência, entretanto o potencial consumidor livre tem ainda a opção de continuar sendo atendido pela distribuidora local. Há também a figura do consumidor especial, apresentando demanda entre 500 kW e 3 MW, que tem livre escolha para escolher seu fornecedor de eletricidade, porém, sua contratação de energia deve ser exclusivamente de fontes incentivadas especiais, como pequenas centrais hidrelétricas, eólica, solar e biomassa.

Quando o consumo for maior do que o contratado, o déficit de contratação deve ser solucionado. Segundo Pereira Jr (2014) essa liquidação acontece tanto no ACL como no ACR, já que os consumidores livres e distribuidoras devem garantir a contratação de sua demanda. Ainda segundo o autor, na ocasião não há negociação entre geradores e consumidores, mas sim uma contabilização, onde a energia é estabelecida pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), preço este calculado pela CCEE, havendo limites máximo e mínimo e levando em conta o Custo Marginal de Operação (CMO). A figura a seguir ilustra a situação em que o PLD é acionado.

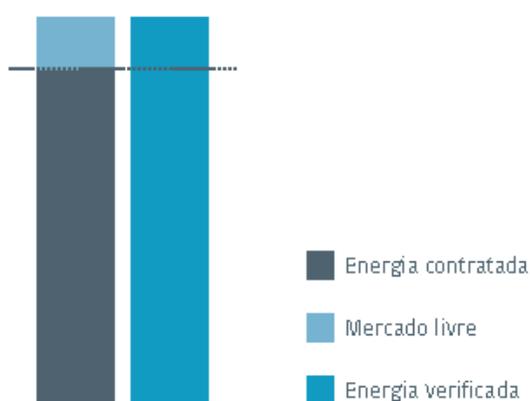


Figura 2: Preço de Liquidação de Diferenças  
Fonte: PEREIRA JR, 2014

Outro aspecto importante do marco regulatório do SEB foi estabelecido pela Lei 10.438 de 2002, instituindo o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (PROINFA). Segundo Pereira Jr (2014), o PROINFA é um mecanismo de *Feed-In*, com tarifa pré-estabelecida por um período de 20 anos. Seu objetivo é diversificar a matriz elétrica nacional, além de aumentar a segurança do abastecimento e valorizar as potencialidades de cada região. Os custos relativos ao programa são repassados para todos os consumidores finais, exceto para consumidores classificados como baixa renda.

Em 2012 o Brasil deu um passo rumo à consolidação da geração distribuída por meio da Resolução Normativa N° 482 da ANEEL. O documento apresentado estabelece requisitos para o acesso à rede de distribuição da Mini e Micro geração, além de definir a compensação como modelo de benefício ao gerador. O portador da mini ou micro geração ao produzir mais energia do que consome, injeta eletricidade

na rede, passando a receber a diferença entre consumido e gerada em forma de crédito a ser abatido em contas futuras pelo período de até 36 meses.

Após estudos e novas consultas públicas o marco regulatório da geração distribuída passou por uma atualização com a Resolução Normativa N° 687/2015. A primeira mudança a ser destacada é o aumento do período do benefício do crédito compensatório para 60 meses. Além disso, os micros geradores passam a ser caracterizados como aqueles que possuem capacidade instalada de até 75 kW (antes até 100 kW), enquanto os minis geradores se enquadram na potência de 75 kW até 5 MW.

A principal alteração trazida pela atualização da Resolução Normativa N° 482/2012 é criação de novos modelos: geração compartilhada, autoconsumo remoto e empreendimento com múltiplas unidades. A novidade só pode ser aplicada para unidades consumidoras estejam localizadas na mesma área de concessão ou permissão de onde a energia será compensada. A geração compartilhada é definida pela resolução como a reunião de consumidores composta por pessoa física ou jurídica, por meio de cooperativa ou consórcio, com unidades consumidoras em localidades diferentes do sistema gerador. A modalidade de autoconsumo possibilita que quando diferentes unidades de um mesmo CNPJ ou CPF possuem unidade(s) geradora(s) em lugar distinto do consumo se beneficiem dos créditos obtidos. Por sua vez, os empreendimentos com múltiplas unidades são aqueles que possuem micro ou mini geração instalada em área comum, sob responsabilidade do condomínio, representando uma unidade consumidora distinta, onde os créditos gerados são rateados entre as outras unidades consumidoras (condôminos).

Segundo dados da ANEEL (2018) existem hoje no Brasil quase 60 mil unidades consumidoras passíveis de receber créditos por meio da geração distribuída, provenientes de cerca de 42 mil unidades geradoras com capacidade instalada total de 520 MW. A geração fotovoltaica corresponde a mais de 80% do total e os estados de Minas Gerais e São Paulo apresentam os maiores números tanto em quantidade de unidades consumidoras como em capacidade instalada.

### 3.1.2 Setor Elétrico Atual

Pereira Jr (2014) caracteriza o sistema elétrico brasileiro como hidrotérmico, com dominante presença de hidrelétricas de grandes reservatórios, distante dos

maiores centros consumidores, complementadas por térmicas convencionais, além de fontes renováveis e nuclear. Sua cadeia é segmentada em geração, transmissão, distribuição e comercialização como a figura mostra a seguir.

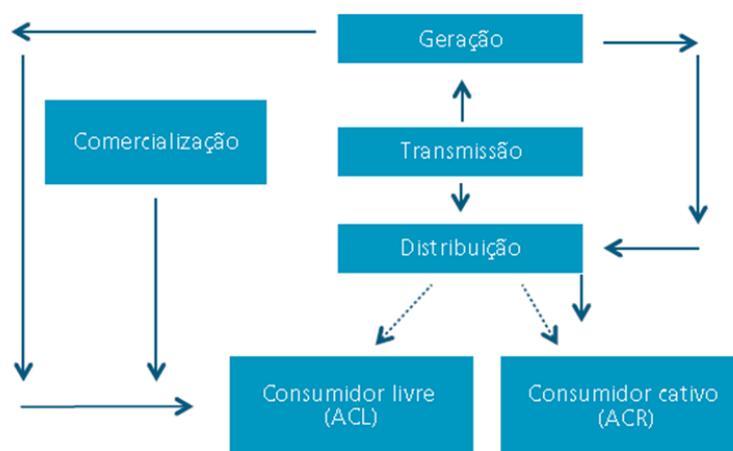


Figura 3: Cadeia do SEB  
Fonte: BARBOSA *et al* (2016)

No segmento de geração, segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) o Brasil possui atualmente 159 GW de potência instalada divididos em 7090 empreendimentos. 60% da capacidade de instalada de geração no país advêm de hidrelétricas, seguido pelas termoeletricas com 26%. Há de se ressaltar o crescimento da energia eólica no Brasil, alcançando o posto de quarto tipo de fonte com maior potência instalada com 8%, atrás apenas das fontes hidráulicas, biomassa e gás natural.

Segundo a CCEE, atualmente o Brasil possui 1380 agentes geradores. Para Rosa *et al* (2013) o país não apresenta elevado grau de concentração de mercado na geração. A tabela a seguir apresenta os dez agentes com maior capacidade e sua respectiva participação em relação a total instalada.

Tabela 1: 10 maiores agentes de geração

| Agente do Setor | Potência Instalada (MW) | Participação (%) |
|-----------------|-------------------------|------------------|
| CHESF           | 10.670                  | 6,7%             |
| FURNAS          | 9.411                   | 5,9%             |

|                    |               |              |
|--------------------|---------------|--------------|
| ELETRONORTE        | 8.995         | 5,7%         |
| ITAIPU             | 7.000         | 4,4%         |
| PETROBRAS          | 6.284         | 3,9%         |
| ENGIE              | 6.188         | 3,9%         |
| NORTE ENERGIA      | 5.772         | 3,6%         |
| RIO PARANÁ ENERGIA | 4.995         | 3,1%         |
| COPEL              | 4.926         | 3,1%         |
| JIRAU              | 3.750         | 2,4%         |
| <b>Total</b>       | <b>67.991</b> | <b>42,8%</b> |

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018

A transmissão no Brasil é caracterizada como monopólio natural, sendo regulada pela ANEEL. Pelo fato de a demanda de consumo ser distantes das principais centrais geradoras de eletricidade, o país adotou o Sistema Interligado Nacional (SIN), com intuito de aumentar a confiabilidade do setor e otimizar os recursos energéticos, conectando todas as regiões do Brasil desde 1999. O SIN é composto por mais de 134.000 km, onde cerca de metade das linhas de transmissão pertencem a Eletrobrás (ELETROBRÁS, 2018). A operação do SIN é centralizada e controlada pelo ONS, buscando despacho eficiente em questões de custo e segurança de abastecimento. O SIN atende mais de 99% da demanda de eletricidade no país, enquanto que o restante faz parte dos chamados sistemas isolados, que desde maio de 2017 passou a ter suas operações controlado também pelo ONS (ONS, 2018). A figura 4 ilustra as linhas de transmissão do SIN.

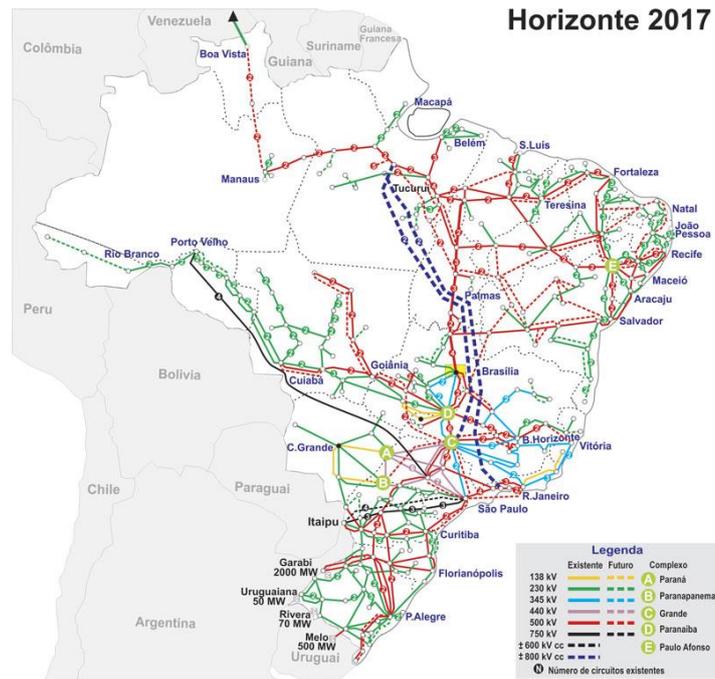


Figura 4: Sistema de Transmissão no Brasil  
Fonte: ONS, 2017

Segundo Rosa *et al* (2013) a integração do sistema permite a existência de um mercado atacadista a nível nacional. Ainda segundo o autor, por questões de limitações da rede, o sistema nacional é dividido em quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-oeste e sul. A expansão das redes de transmissão é feita por meio de leilões e seus agentes são remunerados pela Tarifa de Uso Dos Sistemas de Transmissão (TUST), repassada a todos os consumidores finais.

A distribuição no Brasil é o segmento que atua com tensão inferior a 230 kV. Segundo a CCEE, a distribuição conta com 48 agentes, participando do setor empresas estatais, de capitais mistos e privados. Por ser um monopólio natural assim como a transmissão, o segmento opera sob a tutela da regulação, sofrendo regulação técnica por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional (PRODIST), regulação econômica através do controle das tarifas e regulação de projetos envolvendo investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e eficiência energética.

O setor privado tem papel fundamental na distribuição de energia elétrica no Brasil, representando 67% da eletricidade distribuída no país (BRASIL, 2017). Essa participação do setor privado deve aumentar ainda mais com a eminente venda das

distribuidoras da Eletrobrás, em especial as das regiões norte e nordeste, uma vez que o governo lançou recentemente o edital de venda de seis delas.

Os custos das distribuidoras são divididos entre a Parcela A, constituída da compra da energia, transmissão e encargos e a Parcela B formada pelos custos operacionais, cota de depreciação, a remuneração de investimentos e demais receitas. A Parcela A é caracterizada como custos não gerenciáveis, portanto, a revisão tarifária feita pela ANEEL leva em consideração os custos gerenciáveis (Parcela B).

A tarifa de eletricidade no Brasil é composta então pelo preço da energia, pelo transporte da eletricidade, envolvendo os custos de transmissão e distribuição, e os encargos setoriais. Ademais, incide sobre a tarifa tributos como o PIS/COFINS, ICMS e contribuição para iluminação pública. Entre os países membros da IAE, a carga tributária brasileira só não é maior do que na Dinamarca e na Alemanha (ABRADEE, 2017).

### 3.1.3 Consulta Pública 33: Caminhada rumo à liberalização

Sob o comando do então ministro Fernando Coelho Filho, as mudanças no marco regulatório do setor elétrico já vinham se desenhando desde 2016, quando aconteceram as consultas públicas 21, acerca dos desafios da expansão do ACL, e 32, debatendo em a reorganização do Setor Elétrico Brasileiro. Em 2017 o Ministério de Minas e Energia realizou a Consulta Pública 33, dialogando com os *stakeholders* do setor elétrico em busca de aprimorar o marco regulatório brasileiro. A consulta recebeu mais de 200 contribuições de instituições, universidades e consultorias.

Após a consulta, o MME lançou em 2018 o documento contendo a compilação das alterações de aprimoramento do marco regulatório e a minuta do projeto de lei. O intuito das mudanças propostas pela Consulta Pública é aumentar o papel dos agentes individuais, partindo da premissa que suas decisões acarretam mais eficiência ao mercado, levando à modicidade tarifária. É visado também o uso da sinalização entre os agentes, a fim de garantir que as decisões individuais dos agentes estejam alinhadas aos benefícios sistêmicos, além da gestão individual de riscos, remoção de barreira para entrada de novos participantes no mercado e, por fim, promover a segurança jurídica para os contratos em andamento.

Entre as principais alterações estão a redução gradual da exigência mínima para migração para o mercado livre, a separação entre lastro<sup>1</sup> e energia, a busca por maior participação do mercado livre no custeio do setor e maior integração entre os dois ambientes de contratação. A seguir é apresentado de forma mais detalhada as principais mudanças propostas:

### **Fim do regime de Cotas**

As Usinas Hidrelétricas que operam em regime de cotas, as quais tiveram suas concessões renovadas pela Medida Provisória 579 e têm suas tarifas fixadas pela ANEEL sendo remuneradas basicamente pelos custos de operação e manutenção, não podendo negociar livremente a energia produzida, passam a ser impossibilitadas de renovar ou prorrogar suas concessões com destinação de energia para o regime. O ministério sugere que a descotização aumenta a flexibilidade de compra de energia das distribuidoras e retornando o risco hidrológico para o gerador, sendo essa medida de vital importância para o crescimento do mercado livre. Outro ponto importante da proposta é a obrigação de destinação de um terço do benefício econômico de novas outorgas para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), contribuindo para redução tarifária, uma vez que diminui um encargo no setor.

### **Redução do limite de acesso ao mercado livre**

Uma das principais mudanças está na abertura gradual do mercado livre para todos os consumidores do grupo A. É proposto que até o final do ano 2022 sejam apresentados estudos voltados para a mitigação de entraves técnicos, redução de custos na infraestrutura e de segmentação do fio e da atividade de comercialização de eletricidade para expandir o mercado livre para consumidores de baixa tensão. A tabela a seguir mostra a intenção de abertura do ACL para tensão acima de 2,3 kV:

Tabela 2: Cronograma de Abertura do ACL para Grupo A

| <b>Prazo</b>              | <b>Carga Mínima (kW)</b> |
|---------------------------|--------------------------|
| Até 1° de janeiro de 2020 | 2000                     |
| Até 1° de janeiro de 2021 | 1000                     |

<sup>1</sup> Segundo o Ministério de Minas e Energia, lastro pode ser caracterizado como uma medida de confiabilidade e é definido como a habilidade de entrega de um produto ou serviço de um equipamento, ou seja, a garantia física.

|                           |                      |
|---------------------------|----------------------|
| Até 1° de janeiro de 2022 | 500                  |
| Até 1° de janeiro de 2024 | 300                  |
| Até 1° de janeiro de 2026 | Sem requisito mínimo |

Fonte: BRASIL, 2018. Elaboração Própria.

A reformulação no marco regulatório institui a figura do agente e consumidor varejista, onde os agentes devem representar todos os consumidores com demanda abaixo de 1000 kW na CCEE. Para poderem atuar, os agentes varejistas devem cumprir dois requisitos: Garantir capital necessário para o volume de energia comercializada na CCEE e divulgar preço de referência de acordo com estabelecido pela ANEEL. Fica a cargo da ANEEL também a elaboração de propostas até 2020 para promover o desenvolvimento de bolsas de energia.

### **Formação de Preço de Curto Prazo próxima ao Custo Operacional do Sistema**

É proposto a implementação de formação de preço em intervalos de uma hora ou ainda em períodos menores, por meio de modelos computacionais que devem ser comprados em licitações. O cronograma prevê que a partir de janeiro de 2022 o novo modelo de formação de preços esteja em andamento, contudo, é esperado que antes do início de operação da ferramenta, seja feito testes com no mínimo um ano de duração.

### **Separação Lastro e Energia**

É previsto que a partir de 2021 o lastro possa ser contratado separadamente em leilões. A separação entre lastro e energia dá a possibilidade de o Poder Concedente contratar energia no mercado regulado sem distinção entre empreendimentos novos ou existentes, além de facilitar a obtenção de financiamentos para novas unidades geradoras.

### **Demais alterações propostas**

- Mercado de Atributos Ambientais: Criação de mercado para valorar os atributos ambientais, identificando as melhorias tecnológicas e redução de custos de fontes com menor quantidade de emissão de carbono.

- Atração de Capital Externo: Retirada do limite de aquisição e arrendamento de terras para estrangeiros quando uso for destinado a geração de energia.
- Destinação dos recursos da Reserva Global de Reversão para a transmissão.
- Alteração das bases de cálculo de penalidades para distribuidoras.
- Venda de excedentes das distribuidoras em mecanismo centralizado.
- Mecanismo centralizador do faturamento de contratos.

### **3.2 Setor Elétrico Alemão**

Apesar do entendimento de que a segurança de fornecimento de energia elétrica é um dever do Estado, nunca houve de fato na Alemanha um monopólio estatal, mas sim um mercado público-privado, com a presença de empresas públicas, de capital misto e, em minoria, empresas privadas (DANWITZ, 2006). Porém, ainda que existisse um número razoável de fornecedores de eletricidade, não havia competição, uma vez que os players mantinham contratos estabelecendo territórios de atuação entre si (BRANDT, 2006; DANWITZ, 2006).

Brandt (2006) define a estrutura e atuação das empresas alemãs pré-liberalização como:

- Nível Supra Regional: Composto por oito empresas, produzindo 79% da eletricidade do país, estando ainda presentes na transmissão, desde que em seu território monopolista. Das oito empresas, cinco eram ativas em todas as fases da cadeia de eletricidade, enquanto três apenas na geração e transmissão.

- Nível Regional: Cerca de 80 empresas, com 10% de mercado na produção e atuando ainda como distribuidoras para os consumidores finais.

- Nível Local: Havia, em 1997, por volta de 900 companhias, fornecendo eletricidade, água e gás para o consumidor final. Sua participação na geração era de 11%. Os aspectos específicos da formatação de cada uma dessas três partes principais do relatório são tratados nos capítulos e seções seguintes.

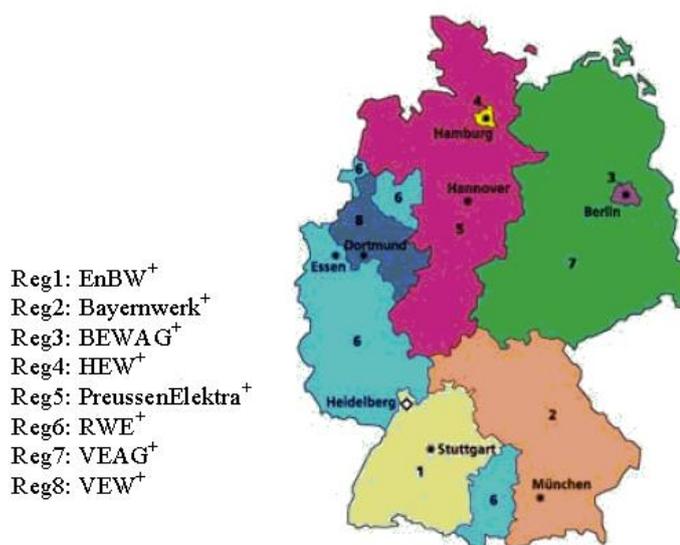


Figura 5: Fornecedores de Eletricidade e seus territórios antes da liberalização  
 Fonte: KEMFERT, 1999

A Alemanha começou seu processo de liberalização do mercado de eletricidade em 1998, com o objetivo de promover a diversificação de fornecedores de energia, reduzir custos de eletricidade, melhorar a eficiência energética e desenvolver as fontes renováveis (ROTARU, 2013). Foi baseada na diretiva europeia de 1996, sendo estabelecidas mudanças na lei de energia (*Energiewirtschaftsgesetz - EnWG*) e incluindo alterações na lei de barreiras à competição (*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen – GWB*), sendo desmembradas as atividades de geração, transmissão e distribuição e abolindo os monopólios territoriais (KEMFER, 1999). A revisão da legislação do setor elétrico alemão trouxe a completa liberalização do mercado de eletricidade do país, tanto para consumidores industriais, como para residenciais (HEDDENHAUSEN, 2007).

Além da abolição dos monopólios territoriais e do desmembramento da cadeia, as alterações na EnWG, trouxeram mudanças também no acesso de terceiros à rede. O país foi o único da comunidade europeia a adotar o acesso por meio do modelo de negociação entre as partes (NTPA) em vez de envolver agência regulatória na mediação. Na prática, tomou forma de “acordo entre associações” entre os produtores e os consumidores industriais (BRANDT, 2006).

Logo após as mudanças no setor elétrico em 1998, a Alemanha experimentou a entrada de novos participantes estrangeiros no mercado, gerando uma queda acentuada e imediata no preço da energia. Como reação do mercado interno, iniciou-se uma onda de fusões e aquisições, reduzindo o número de grandes

agentes na produção de oito para apenas quatro (KELLER, 2010). Durante o processo de liberalização do setor elétrico alemão, as maiores empresas de eletricidade tentaram aumentar suas participações também na distribuição, adquirindo companhias regionais e locais (HEDDENHAUSEN, 2007). Na transmissão, notou-se do mesmo modo uma redução de players, onde havia nove empresas atuantes antes no início das reformas, passando para somente quatro operadores.

Em 2005, iniciou-se mais uma reforma no setor elétrico, desta vez seguindo as recomendações da segunda diretiva da União Europeia de 2003 para acelerar a liberalização. Entre as principais mudanças estão a introdução de uma nova agência regulatória para as redes de eletricidade, gás e telecomunicações, a *Bundesnetzagentur*, e a extinção do modelo de acesso da terceira parte por negociação, passando a ser regulada pela nova agência (BRANDT, 2006). O quadro a seguir traz as mudanças sofridas pelo setor elétrico.

Quadro 4: Mudanças na regulação do setor elétrico alemão

|                    | <b>Antes da liberalização</b>   | <b>Após liberalização (1998-2005)</b>   | <b>Após 2005</b>   |
|--------------------|---|---|--|
| <b>Geral</b>       | National Energy Act de 1935 e Antitrust Supervision de 1953:<br>- monopólios territoriais                               | National Energy Act de 1998:<br>- cancelamento dos monopólios territoriais<br>- controle de investimento cancelado<br>- separação contábil  | National Energy Act de 2005:<br>- controle de preço para consumidor encerrado<br>- separação legal |
| <b>Geração</b>     | 1) autorização para atuar na distribuição de eletricidade<br>2) controle de investimento<br>3) controle de fusões (GWB) | National Energy Act de 1998 :<br>- cancelamento dos monopólios territoriais<br>- Controle de investimento cancelado<br>- separação contábil | National Energy Act of 2005:<br>- separação legal  |
| <b>Transmissão</b> | 1) controle de investimento<br>2) lei antitruste  | National Energy Act of 1998:<br>- acesso  | National Energy Act of 2005:<br>- novas  |

|                     |  |   |  |
|---------------------|--|---|--|
|                     | 3) concessões municipais   | regulado<br>- procedimentos legais com “controle ex-post relativo a tarifa da rede e entrada”<br>- separação de contas<br>- controle de investimentos cancelado | competências para autoridade reguladora:<br>- Controle ex-ant de tarifa da rede<br>- 2008: regulação por preço ou receita teto<br>- autorização em relação a entrada na rede<br>- Desmembramento legal |
| <b>Distribuição</b> | As mesmas da transmissão mais concessões municipais  | regulação<br>- mesma da transmissão   | regulação<br>- mesma da transmissão  |
| <b>Fornecimento</b> | - controle de preços para consumidores residenciais e comércio<br>- controle de preços para consumido resindustriais | - cancelamento de monopólios territoriais<br>- separação contábil   | - Fim do controle de preço para consumidores finais<br>- empresa líder de mercado na área tem obrigação de fornecimento de base  |

Fonte: BRANDT, 2006

Em menos de 10 anos a Alemanha experimentou três reformas no setor elétrico. A primeira, mais radical, seguiu o estabelecido pelo primeiro pacote de medidas liberalizadoras definidas pela União Europeia em 1996. Em seguida, a segunda diretiva europeia de 2003 para formação de mercado interno de energia, transformada em lei em 2005 na Alemanha, estabeleceu regras mais rígidas para desmembramento e recentemente o foco mudou para a descarbonização do setor elétrico alemão, dando início a uma transição energética focada em geração por fontes renováveis e eficiência energética.

Até 2050 a Alemanha tem como meta reduzir de 80-90% a emissão de gases de efeito estufa e como meio de atingir o planejamento estipulado, foi elaborado um

novo conceito energético, o chamado *Energiewende*<sup>2</sup> (BAYER, 2015). Essa transição energética determinou metas e prazos para a evolução de fontes renováveis, das redes de transmissão e distribuição e medidas para aumentar a eficiência energética (CPFL, 2014). Outro fator que acelerou o crescimento das fontes renováveis foi o acidente de Fukushima no Japão em 2011, quando oito usinas nucleares foram desativadas imediatamente na Alemanha após a catástrofe (PFAFFENBERGER e CHRISCHILLES, 2013).

### 3.2.1 Marco Regulatório

O marco regulatório do setor elétrico alemão segue desde 2005 as diretrizes elaboradas pela União Europeia. A política energética na Alemanha tem como objetivo fomentar a competição e eficiência do setor elétrico e incentivar a geração de eletricidade por fontes renováveis (SCHOLZ e ANTE, 2018). As principais instituições do setor elétrico estão descritas no Quadro 5.

Quadro 5: Instituições do Setor Elétrico Alemão

| <b>Instituição</b>   | <b>Responsabilidades</b>  |
|--|---|
| Federal Ministry for Economic Affairs and Energy                                       | Formular e implantar a política energética  |
| Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety | Elaborar políticas para a energia renovável e a segurança da energia nuclear  |
| Federal Network Agency ( <i>Bundesnetzagentur</i> )                                    | Supervisionar a operação dos operadores das redes de transmissão e distribuição   |
| Federal Network Agency   | Aprovar as tarifas de uso das redes, garantir o livre acesso e garantir a qualidade do sistema  |
| Federal Cartel Office ( <i>Bundeskartellamt</i> )                                      | Garantir a concorrência dos mercados na Alemanha  |
| European Energy Exchange (EEX)   | Oferecer plataformas de comercialização de energia elétrica, gás natural e de permissões de emissão de gás carbônico; operar o mercado de derivativos financeiros para transações de energia; oferecer um espaço de negociação de <i>contratos over-the-counter (OTC)</i> |
| European Power Exchange (EPEX SPOT)  | Prover a plataforma onde se realizam transações de energia elétrica no mercado do dia seguinte e no mercado intradiário   |

Fonte: PASTORE, 2017

<sup>2</sup> *Energiewende*, livremente traduzido como virada energética, é a política adotada pela Alemanha para a inserção de energias renováveis em sua matriz energética e fomento à eficiência energética

A Lei EnWG rege o marco regulatório do setor elétrico alemão, definindo regras de acesso à rede, cálculo de tarifas e desmembramento de atividades do setor elétrico (SCHOLZ e ANTE, 2018). Seguindo o estabelecido pela terceira diretiva da União Europeia em 2009, a Alemanha introduziu a obrigação da separação legal entre geradoras e transmissoras. Sendo assim, as empresas de transmissão devem obter certificado de desmembramento total de propriedade, de operador independente do sistema ou de operador de transmissão independente. As empresas de transmissão na Alemanha optaram pela última opção, quando a propriedade continua pertencendo à empresa verticalmente integrada, entretanto, deve seguir regras garantindo a independência de geração e transmissão. Por outro lado, não há o requerimento de separação de propriedade entre empresas de geração e distribuição para distribuidoras com menos de 100.000 clientes, mas sim de separação legal (PRITZSCHE *et al*, 2017).

O acesso da terceira parte à rede é regulado, devendo as operadoras de transmissão e distribuição garantir o livre acesso de forma não discriminatória e transparente. Os custos de conexão ficam a cargo do cliente da rede, exceto para instalações de energias renováveis, passando a ser dividido (PRITZSCHE *et al*, 2017). Para estimular o investimento em energia limpa, instituiu-se a Lei de Energias Renováveis (*Erneuerbarer-Energien-Gesetz-EEG*). As energias renováveis se beneficiam da estrutura montada por meio de *Feed-in-Tariff*, tornando-as mais atrativas para receber investimentos do que as fontes convencionais. O encargo EEG cobre a diferença entre o preço da energia e o preço de mercado, sendo este valor calculado *ex ante* (CPFL, 2014). Geradores que produzem por meio de fontes renováveis, têm seus riscos reduzidos no mercado, uma vez que tem a garantia de vender sua eletricidade mesmo estando com a demanda contratada (IAE, 2013). Em 2017 a EEG foi reformulada, buscando manter o ritmo e controle da expansão da energia proveniente de fontes alternativas. O ponto central da mudança está na substituição do mecanismo de *feed-in* por leilões competitivos de energias renováveis, estabelecendo de três a quatro leilões por ano. Porém as instalações com capacidade menor que 750 kW continuarão no modelo de *feed-in* recebendo a remuneração fixada.

As transações entre geradores e comercializadores de eletricidade não são reguladas pela legislação alemã. As transações ocorrem via contratos bilaterais na

plataforma EEX seguindo as regras definidas da União Europeia. A regulação das tarifas dos segmentos de transmissão e distribuição é feita pela agência reguladora BNetzA para o período de cinco anos, seguindo os preceitos da receita limite (*revenue cap*) (SCHOLZ e ANTE, 2018). O cálculo para a receita limite leva em consideração os custos operacionais e a eficiência. Ao incrementar sua eficiência, as operadoras das redes de transmissão e distribuição podem manter essa diferença obtida entre receita e custos.

### 3.2.2 Setor Elétrico Atual

O setor elétrico alemão é dividido entre as atividades abertas à competição, sendo elas geração e comercialização, e atividades de monopólio natural, transmissão e distribuição, sob a tutelada regulação (KELLER, 2010). Seu mercado possui uma estrutura vertical, segmentada em geração, mercado atacadista e mercado varejista (DUZO e SZÜCS, 2017). A figura abaixo resume o seu funcionamento. Os aspectos específicos da formatação de cada uma dessas três partes principais do relatório são tratados nos capítulos e seções seguintes.

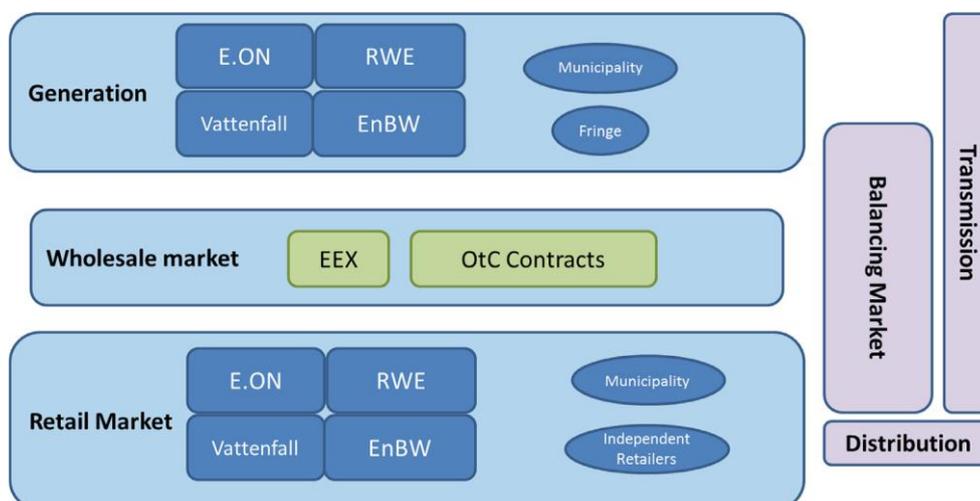


Figura 6: Estrutura do setor elétrico alemão  
Fonte: DUZO e SZÜCS, 2017

A geração é dominada por quatro empresas verticalmente integradas, com desmembramento legal (*legal unbundling*). Juntas, E.ON, RWE, EnBW e a sueca Vattenfall produzem entre 66 e 75% da demanda por eletricidade na Alemanha (DUZO e SZÜCS, 2017). No mais, a demanda é atendida principalmente por usinas

de empresas locais. As *big four* da geração também possuem grande parte da comercialização varejista e da distribuição (BAYER, 2015).

A energia produzida por fontes renováveis tem tarifa fixa e prioridade de entrada na rede sempre que disponível, com isso a geração por meio de fontes não renováveis, com preços variáveis no mercado livre, deve ser ajustada de acordo com a quantidade de eletricidade renovável produzida (PFAFFENBERGER & CHRISTILLES, 2013).

Segundo dados do *Institut Fraunhofer* (2018) o país gerou 547 TWh em 2017, sendo 38% proveniente de fontes renováveis. A energia eólica apresenta um crescimento de 32% em relação ao último ano, já alcançando o posto de segunda fonte que mais produz eletricidade na Alemanha, perdendo apenas para o carvão mineral. Além disso, foram exportados 52 TWh a mais do que importado, criando um saldo positivo de 1,8 bilhões de euros, mantendo a tendência exportadora da última década. Áustria, Suíça e Holanda são os países que mais recebem essa energia.

As redes de alta tensão na Alemanha são divididas entre quatro operadoras do sistema de transmissão (TSOs), empresas nas quais foram desmembradas de suas respectivas companhias geradoras em 2005 (IAE, 2013). Duas delas, TenneT e 50Hertz, possuem separação de propriedade (*ownership-unbundled*), ou seja, o controle da operadora do sistema é separado da distribuição, geração e fornecimento. As restantes, Amprion e TransnetBW, sofreram separação de acordo com o modelo de operador de transmissão independente, onde a empresa continua integrada à matriz e com os ativos da subsidiária constando na contabilidade da empresa principal (BAYER, 2015). A seguir são ilustradas as áreas de atuação das empresas do setor.



Figura 7: Empresas de Transmissão  
Fonte: Delloite, 2013

Segundo a Agência Internacional de Energia (IAE), a Amprion, empresa na qual a RWE possui 25% das ações, detém a maior rede de transmissão da Alemanha, com mais de 11000 km de linhas e 160 subestações. Após a venda pela E.ON em 2009, a TenneT possui 10700 km de extensão e 115 estações de transformação. A TransnetBW, pertencente ao grupo EnBW, opera no estado de Baden-Württemberg, enquanto a 50Hertz é responsável pelas linhas de transmissão da área que já foi um dia chamada de Alemanha oriental.

Devido à inserção de fontes renováveis na geração, a rede de transmissão deve se adaptar à nova realidade, isto é, a produção de eletricidade cada vez mais longe da carga. Esse efeito é causado principalmente pela energia eólica, visto que seu potencial se concentra no norte do país (PFAFFENBERGER & CHRISCHILLES, 2013). Os custos de expansão das redes de transmissão não são pagos diretamente pelas operadoras, mas sim por meio de incremento regulado na tarifa, chegando a conta para todos os consumidores finais (IAE, 2013).

Pastore (2017) afirma que o segmento de distribuição alemão é fragmentado em um grande número de empresas verticalmente integradas, ou seja, possuindo também plantas de geração e ainda redes de comercialização. Os gigantes da geração possuem, mediante concessões firmadas com os municípios, o controle e

operação de uma boa parte das distribuidoras (BAYER, 2015). A figura 8 apresenta onde as distribuidoras das principais empresas do setor elétrico atuam.

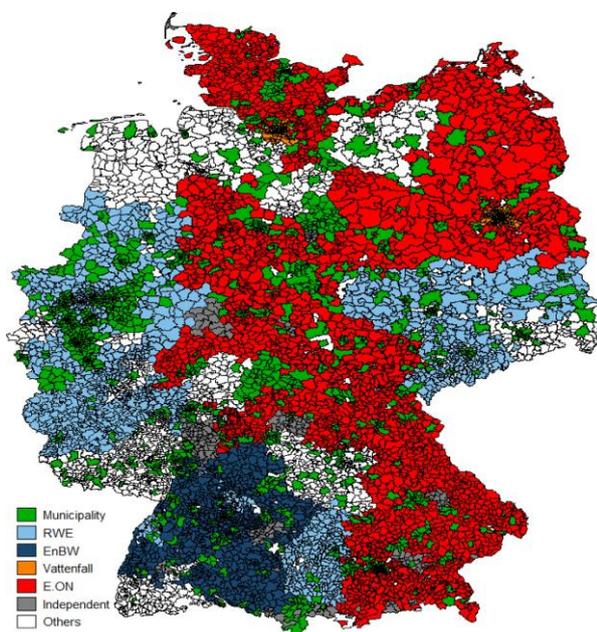


Figura 8: Distribuidoras na Alemanha  
Fonte: DUZO e SZÜCS, 2017

A outra fatia do mercado na distribuição é operada por empresas locais, em que na maioria dos casos atuam também como varejistas, uma vez que a obrigação legal de desmembramento entre distribuição e comercialização no varejo é apenas aplicada às grandes companhias (PFAFFENBERGER e CHRISCHILLES, 2013). Há uma tendência de as companhias municipais retornarem ao controle da operação da distribuição assim que os contratos de concessão forem revisados (BAYER, 2015).

O país possui dois mercados de comercialização de energia: o atacadista, com negociações de grande quantidade de eletricidade, e o varejista, onde todos os consumidores finais tem poder de escolher seu fornecedor. As transações no mercado atacadista podem ocorrer por meio de contratos bilaterais, nos quais as negociações ocorrem diretamente entre os agentes, sendo chamada de *over-the-counter* (OTC) (PASTORE, 2017). Outra forma de se comercializar energia no atacado é através das plataformas de comercialização, que por sua vez se divide em dois operadores: EEX e EPEX SPOT. O EEX é responsável por administrar o mercado spot, de derivativos financeiros e o mercado de balcão, no qual são realizadas as negociações bilaterais. Segundo Duzo e Sücks (2017), os preços da energia comercializada na plataforma EEX servem como referência, uma vez que

representa a oportunidade de não recorrer ao mercado central. Por sua vez, pela plataforma EPEX SPOT acontecem as transações do dia seguinte (*day-ahead*), sendo comercializada a energia que será despachada nas próximas 24 horas, e intradiárias (*intra-day*), despachando no mesmo dia, ocorrendo as transações do EPEX SPOT por meio de leilões (CPFL, 2014).

Em 2016, mais de 4,6 milhões de consumidores residenciais trocaram seus fornecedores de energia e ainda quase 2,4 milhões trocaram a tarifa, mas continuaram com a mesma empresa, sendo este o resultado mais expressivo desde a liberalização (BNetzA, 2017). Ainda segundo a Bundesnetzagentur, o consumidor residencial tem em média a opção de 112 diferentes empresas de fornecimento. Já para consumidores não residenciais, a taxa de troca de fornecedor de eletricidade vem se mantendo constante desde 2009 e, em 2016, foi de 12,7%.

### **3.3 SETOR ELÉTRICO BRITÂNICO**

O processo de liberalização do Reino Unido iniciou em 1989, sendo considerado pela maioria dos estudos como um dos maiores casos de sucesso de reforma de mercados de eletricidade (PIMPÃO, 2013). Previamente, o setor elétrico britânico era formado pelo monopólio verticalmente integrado da Central Electricity Generating Board (CEGB), fornecendo mais de 95% de eletricidade no Reino Unido, havendo ainda a presença de 12 direções regionais de distribuição e um conselho de eletricidade, controlando impostos e taxas para a indústria elétrica (OLIVEIRA & TOLMASQUIM, 2004). Newberry e Pollit (1997) caracterizam o modelo do setor elétrico britânico antes da sua abertura como regulado pelos custos, com excessivos custos de capital, baixa taxa de crescimento da produtividade, baixo retorno de investimentos em ativos e extrema dependência em fontes de alto custo.

Segundo Newberry (2013), a reestruturação se deu por meio de privatizações, com exceção das usinas nucleares que só foram vendidas em meados de 1995. A CEGB foi dividida em três companhias na geração, a National Power (NP), a PowerGen (PG) e a inicialmente estatal Nuclear Power com o controle das nucleares, enquanto a National Grid Co. (NGC) ficou com os ativos da transmissão. Ainda segundo o autor, as 12 áreas de distribuição foram vendidas, chamando agora então de companhias regionais de eletricidade (RECs). OLIVEIRA & TOLMASQUIM (2004) relatam que as RECs ficaram responsáveis pelo fornecimento, em regime de monopólio, para todos os consumidores que não estavam expostos ao livre

mercado, regime este que durou até 1998, quando todos os consumidores passaram a ser livres para escolherem seus fornecedores.

A comercialização foi liberalizada de forma gradual. Primeiramente, em 1990, foi aberta a possibilidade de escolha de fornecedores para consumidores com demanda acima de 1 MW, depois, em 1994, para aqueles na faixa superior a 100 kW e por fim, entre 1998 e 1999, todos os consumidores estavam aptos a trocarem seus fornecedores (PIMPÃO, 2013). Para Newberry (2013) e Danwitz (2006) o cerne da reestruturação foi a criação de um mercado atacadista de eletricidade, o chamado pool, com despacho centralizado. Os grandes geradores ofereciam a energia no mercado de dia seguinte (*day-ahead*), especificando seus custos e preços. O agendamento do despacho era realizado pelo programa de computador GOAL, antigo software usado pela CEGB. Newberry (2013) relata ainda que as companhias possuíam cópias do programa, podendo então manipular a oferta de energia no intuito de maximizar seus lucros.

Segundo Tashpulatov (2015), para corrigir o problema de poder de mercado das geradoras foi instaurado o regime de regulação por *price-cap*, limitando o preço máximo cobrado tanto pela National Power, como pela PowerGen. Ainda segundo o autor, para aumentar a competitividade do setor elétrico e diminuir a influência das duas empresas produtoras, a autoridade reguladora introduziu uma reestruturação horizontal por meio de dois planos de desinvestimentos, o primeiro ocorrendo em 1996 e o segundo em 1999.



Figura 9: Reestruturação entre 1990 e 2001

Fonte: TASHPULATOV, 2015

Para tentar corrigir os problemas do modelo vigente do setor elétrico britânico, criou-se um novo plano de reestruturação chamado de New Electricity Trading Arrangements (NETTA). Como principal mudança está o fim do operador central, sendo substituído pelo estímulo à contratação bilateral entre produtores e

comercializadores (PASTORE, 2017; TASHPULATOV, 2015). Segundo Pastore (2017), a nova forma de contratação de energia, prévia ao despacho, estimulou a verticalização das empresas. Pimpão (2013) cita também a concentração, uma vez que, em 2002, havia 12 empresas principais, passando para seis em 2005. Newberry (2013) relata que a verticalização de geradoras e comercializadoras, fez com que os seis grupos empresariais ficassem com 99% do mercado varejista nacional.

Em 2005 institui-se o novo modelo, chamado de British Electricity Trading Arrangements (BETTA), no qual teve como principal mudança a incorporação da Escócia junto ao mercado da Inglaterra e País de Gales (NEWBERRY, 2013).

Quadro 6: Principais eventos do setor elétrico do Reino Unido

| Evento                              | Data   | Comentário   |
|-------------------------------------|--------|--|
| Venda das RECs                      | 1990   | Setor elétrico britânico reestruturado, CEEB dividida, criação de <i>pool</i> , NGC transferida para as RECs vendidas. 5000 consumidores com demanda acima de 1MW aptos a comprar no <i>pool</i> . |
| Venda na Geração                    | 1991   | 60% National Power (NP) e PowerGen (PG) vendidas   |
| Mercado de segundo nível            | 1994   | Consumidores a partir de 100 kW de demanda passam a ser elegíveis ao livre mercado (cerca de 45000)  |
| Fim do <i>golden share</i>          | 1995   | 40% restantes da NP e PG vendidos. Fim do <i>golden share</i> do governo nas RECs. RECs sujeitas a aquisições  |
| Primeiro controle de preços         | 1995   | RECs sujeitas a novo controle de preço   |
| British energy                      | 1996   | Empresa de geração nuclear é privatizada   |
| Mercado de terceiro-nível           | 1998-9 | Todos os 22 milhões de consumidores passam a ser elegíveis   |
| NETA                                | 2001   | New Electricity Trading Arrangements (NETA) introduzido  |
| BETTA                               | 2005   | BETTA entra em vigor   |
| DECC instituído, Climate Change Act | 2008   | Instituição do Department of energy and Climate Change   |
| Terceira Diretiva da União Europeia | 2009   | Proposto em 2007, adotado em 2009, efetivado em 2011, obrigação de desmembramento de propriedade   |

|                  |      |   |
|------------------|------|---|
| DECC White Paper | 2011 | Artigo “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable, and low-carbon electricity” lançado |
|------------------|------|---|

Fonte: Adaptado de Newberry, 2013

Alinhada à política ambiental, a Grã-Bretanha anunciou em 2011 mais uma reestruturação do setor elétrico: a Electricity Market Reform (ERM). A nova reforma tem como objetivos principais um mercado eficiente baseado em fontes de baixa emissão de carbono, garantir a segurança do abastecimento de eletricidade e promover tarifas acessíveis aos consumidores (DECC, 2011).

### 3.3.1 Marco Regulatório

Fazem parte do marco regulatório britânico para eletricidade leis, permissões e códigos para indústria, contando com a presença de um regulador independente (HASSAN & RUSSEL, 2014). Para o bom funcionamento do setor elétrico britânico as instituições mostradas no Quadro 7 estão em ação.

Quadro 7: Instituições do setor elétrico britânico

| Instituição                                    | Responsabilidades   |
|--|---|
| Department of Energy and Climate Change (DECC) | Encarregado pela política energética e pela política de mitigação de impactos ambientais  |
| Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)  | Agência reguladora dos monopólios naturais de gás e eletricidade. Deve garantir os interesses dos consumidores, envolvendo tarifa, emissão de gases causadores do efeito estufa e segurança do abastecimento. |
| National Grid                                  | Operador do sistema de transmissão, coordenando as linhas e planejando a operação em conjunto com as quatro proprietárias das redes de transmissão.   |
| ELEXON   | Responsável pela administração do mercado de diferenças entre o gerado e a eletricidade de fato entregue.   |
| Committee of Climate Change (CCC)              | Órgão de assessoria ao governo em metas e políticas para a redução de gases do efeito estufa e de informação ao congresso.  |

Fonte: CPFL, 2014 e IAE, 2012. Elaboração própria.

O marco regulatório do Reino Unido é regido principalmente pelo Electricity Act de 1989. A lei define que nos segmentos de geração, transmissão, distribuição, fornecimento e mais recentemente os serviços de *Net Metering* devem obter permissão para entrar em operação. Com a segmentação da cadeia do setor elétrico, a legislação proíbe que as empresas tenham autorização para atuar em mais de um ramo no setor elétrico. Hassan e Russel (2014) exemplificam o caso da National Grid Electricity Transmission (NGET), que por operar o sistema de transmissão é impedida de ter empresas subsidiárias no segmento de fornecimento e geração de eletricidade.

Para Hassan e Russel (2014) as outras principais leis que fazem parte do marco regulatório de eletricidade no Reino Unido são:

- Utilities Act 2000 que institui o GEMA e o Conselho dos Consumidores de Gás e Eletricidade.
- Energy Act 2004 estabelecendo as obrigações da segunda diretiva da União Europeia e dando o poder de fazer mudanças regulatórias para a Secretaria de Estado.
- Climate Change and Sustainability Energy Act com o objetivo de aumentar as instalações de micro geração de eletricidade e calor.
- Energy Act 2008 definindo metas para expansão de eletricidade gerada por fontes renováveis e do seu mecanismo de *Feed-in*.
- Energy Act 2010 dispendo sobre captura de carbono e desenvolvimento de armazenamento.
- Energy Act 2013 estabelecendo a Electricity Market Reform (ERM)

Seguindo as determinações da terceira diretiva europeia para mercado interno de eletricidade, o Reino Unido, com o Energy Act 2011, impôs que as empresas de transmissão passem a somente manterem atividades de operação, manutenção e desenvolvimento, garantindo o desmembramento de propriedade (*ownership unbundling*).

Em relação a energias renováveis, o Energy Act de 2000 passa a obrigar que as fornecedoras de eletricidade abasteçam seus clientes com um percentual mínimo de participação de fontes alternativas, sendo chamada de *Renewables Obligation*

(RO). Para Hassan e Russel (2014) a RO funcionou como principal forma de fomento de financiamentos para projetos de larga escala de geração de eletricidade por fontes renováveis até a implementação de *Feed-in-Tariffs* (FITs). O Energy Act de 2008 introduziu o mecanismo de incentivo para produtores de pequena escala com capacidade máxima de até 5 MW.

### 3.3.2 Setor Elétrico Atual

O setor elétrico no Reino Unido apresenta os segmentos de geração e comercialização atuando em regime de livre mercado, enquanto a transmissão e distribuição seguem suas atividades sob regulação (CPFL, 2014). Segundo IAE (2012) o mercado de eletricidade britânico é dividido em:

- Mercado atacadista, onde geradores, fornecedores e grandes consumidores compram e vendem energia;
- Transmissão e distribuição em níveis nacionais e regionais; e
- Mercado varejista, onde empresas de fornecimento vendem eletricidade para consumidores residenciais.

A capacidade de geração britânica é sustentada pela base térmica com complementariedade de fontes renováveis. O gás natural ainda é a fonte energética de maior produção com 41,7% do total de eletricidade gerada em 2016. No mesmo período os empreendimentos de energias renováveis já representam 36,5% do total da capacidade instalada (UK, 2017). O segmento de geração não possui um planejamento centralizado de expansão, ficando a critério do próprio mercado o investimento em novos empreendimentos (CPFL, 2014).

As redes de transmissão no Reino Unido são de propriedades de empresas que atuam em regime de monopólios regionais regulados (IAE, 2012). Na Inglaterra e em País de Gales a empresa National Grid Electricity Transmission detém o controle da rede, enquanto na Escócia a SP Transmission Limited atua no sul e a Scottish Hydro Electric Transmission Limited no norte do país e na Irlanda do Norte a Northern Ireland Electricity Networks Limited opera. A figura a seguir ilustra as áreas de atuação de cada empresa.



Figura 10: Empresas de Transmissão no Reino Unido  
Fonte: ENA apud CPFL, 2014

Embora existam quatro empresas divididas em suas respectivas áreas, a National Grid Electricity Transmission atua como operador dos sistemas interligados de transmissão (CPFL, 2014). Tanto a operadora do sistema como as demais proprietárias de redes de transmissão estão sujeitos às tarifas reguladas, sendo utilizado o mecanismo desenvolvido pela Ofgem intitulado de RIIO (*Revenue = Incentive + Innovation + Outputs*) para o exercício 2013-2021 (IAE, 2012). No Reino Unido existem 14 empresas de distribuição, pertencentes a seis grupos, que possuem permissão para operar. O regime de regulação do segmento funciona da mesma forma que da transmissão, remunerando as distribuidoras de acordo com o estabelecido pelo cálculo do RIIO.

O mercado de eletricidade britânico se divide em dois: atacadista e varejista. Geradores e comercializadores recorrem ao mercado atacadista para compra e venda de eletricidade, podendo ser feito as transações por contratos bilaterais ou ainda no mercado de curto prazo. A duração dos contratos bilaterais pode durar de anos a até mesmo um dia. Caso a energia contratada seja menor do que a consumida, o agente fica exposto ao chamado preço de equilíbrio. O preço do excedente de consumo é calculado pela ELEXON, considerando a demanda e oferta (CPFL, 2014).

No mercado varejista as comercializadoras devem contratar eletricidade no mercado atacadista e repassar aos consumidores finais. O mercado estabelecido em 1999 é competitivo, onde o preço não é regulado, as comercializadoras atuam em regime de livre concorrência e os consumidores, inclusive residenciais, têm a opção de escolher a fornecedora que melhor te atende (CPFL, 2014). Segundo levantamento da Ofgem, em 2016 havia 43 comercializadoras ativas no Reino Unido.

### 3.4 Comparação do Setor Elétrico dos Países Selecionados

Reino Unido e Alemanha podem ser considerados como exemplos bem-sucedidos de mudanças na política energética. O Reino Unido foi pioneiro na liberalização de mercados de eletricidade, influenciando a criação do primeiro pacote de medidas para estabelecimento de um mercado interno de energia na Europa. A Alemanha por sua vez é modelo na descarbonização da indústria energética, com crescimento acentuado da participação de fontes renováveis na capacidade instalada, além de 100% dos consumidores serem aptos a escolherem seus fornecedores de energia. O Brasil apresenta complexidade única no mundo por suas dimensões continentais, demanda crescente e com um mercado de eletricidade a nível nacional. O quadro a seguir compara os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização dos três países.

Quadro 8: Características do Setor Elétrico

| <b>Segmento</b> | <b>Tópico</b>                       | <b>Brasil</b>                                       | <b>Alemanha</b>  | <b>Reino Unido</b>   |
|-----------------|-------------------------------------|---|--|--|
| <b>Geração</b>  | Capacidade Instalada                | Predominante hidráulica com complemento térmico     | Predominante mente térmica complementada por fontes renováveis | Predominante mente térmica complementada por fontes renováveis |
|                 | Expansão da oferta                  | Por meio de leilões de energia nova                 | De acordo com o mercado e leilão para energia renovável        | De acordo com o mercado  |
|                 | Concentração de mercado             | Mercado diluído em vários agentes                   | Concentrado em 4 grandes players                               | Mercado diluído em vários agentes                              |
|                 | Fomento Energia Renovável e Geração | -Leilões específicos.<br>- PROINFA – <i>Feed In</i> | - <i>Feed-in</i> até 750 kW.<br>-Leilões específicos           | - <i>Feed-in</i> até 5 MW<br>-Renewable Obligation             |

|                        |                                 |  |  |  |
|------------------------|---------------------------------|--|--|--|
|                        | Distribuída                     | - Excedente do Autoconsumo: Créditos ao consumidor                                   | -Prioridade de entrada na rede.<br>- Excedente do Autoconsumo: <i>Feed-in</i> e <i>Premium</i> | (RO)<br>- Excedente do Autoconsumo: Tarifa de Geração + Tarifa de Exportação |
| <b>Transmissão</b>     | Operação                        | Controle centralizado pelo ONS. Presença de diversos agentes.                        | 4 agentes operadores interligados  | 4 agentes transmissores interligados, sendo um deles o operador              |
|                        | Regulação                       | Receita limite ( <i>revenue cap</i> )  | Receita limite ( <i>revenue cap</i> )  | Preço limite ( <i>price cap</i> )  |
|                        | Expansão                        | Por meio de leilões  | Obrigações da empresa em operação na área  | Obrigações da empresa em operação na área                                    |
| <b>Distribuição</b>    | Agentes                         | 46 distribuidoras  | Mais de 850 distribuidoras   | 14 distribuidoras  |
|                        | Regulação                       | Preço limite ( <i>price cap</i> )  | Receita limite ( <i>revenue cap</i> )  | Preço limite ( <i>price cap</i> )  |
| <b>Comercialização</b> | Elegíveis a troca de fornecedor | Apenas consumidores com demanda superior a 500 kW (apenas fontes especiais) ou 3 MW. | Todos os consumidores  | Todos os consumidores  |
|                        | Mercado Atacadista              | -Contratos bilaterais e Mercado Spot centralizado na CCEE                            | Contratos Bilaterais, Mercado de dia seguinte e mercado intradiário                            | Contratos Bilaterais, Mercado de dia seguinte e mercado intradiário          |
|                        | Mercado Varejista               | Não possui   | Competição entre comercializadas. Tarifa não regulada  | Competição entre comercializadas. Tarifa não regulada                        |

Fonte: Elaboração própria

Alemanha e Reino Unido se assemelham na geração de eletricidade por apresentarem fontes térmicas como base para produção de energia. Entretanto no horizonte de longo prazo as fontes renováveis terão participação majoritária na geração de energia. O conjunto dos países em comparação apresenta mecanismo de *feed-in* para o fomento do crescimento de fontes alternativas, enquanto Brasil e

Alemanha, além do incentivo, programam também leilões específicos para a expansão da capacidade instalada proveniente de energia renovável.

No que se refere à geração distribuída, os três países se encontram em momentos distintos. A Alemanha situa-se no estágio mais avançado, já reduzindo os limites para recebimento de tarifas *Feed-in* e passando a não isentar mais mini e micro geradores do encargo EEG, uma vez que o país já atingiu resultados satisfatórios com as medidas adotadas nas últimas décadas. O Reino Unido vem buscando a difusão da geração distribuída com *Feed-in* para até 5 MW, além da tarifa de exportação para o excedente injetado na rede, um incremento a mais para pequenos geradores. O Brasil por sua vez, implementou o sistema de compensação, com o consumidor recebendo créditos para abatimento em faturas seguintes em até 60 meses. O gargalo para a expansão da geração distribuída no país está na situação financeira das distribuidoras, o que torna mais complexo ainda o tema no Brasil.

Os três países apresentam modelos no segmento de transmissão distintos. No Brasil a operação do sistema é centralizada no ONS, atuando juntamente a empresas privadas e públicas detentoras de linhas de transmissão. Na Alemanha existem quatro operadoras do sistema que são proprietárias das redes de alta tensão em suas respectivas áreas. Por sua vez, no Reino Unido quatro agentes de transmissão atuam interligados, porém, a National Grid controla a operação de toda a rede. Na distribuição as concessões na Alemanha são de incumbência dos municípios que escolhem entre operar por meio de suas *utilities* ou repassar para a iniciativa privada, enquanto no Brasil e Reino Unido as áreas de concessão são divididas em regiões.

O mercado atacadista brasileiro é caracterizado pelo seu pool de contratação de energia pelas distribuidoras, repassando em seguida para os consumidores cativos no ACR, além da possibilidade de transações por contratos bilaterais entre os agentes e negociados livremente. Já Alemanha e Reino Unido possuem também mercados de dia seguinte e intradiários, além de negociação bilateral.

A principal diferença entre o setor elétrico brasileiro e os da Alemanha e Reino Unido está na liberdade para os consumidores. No Brasil, clientes com demanda abaixo de 500 kW não são elegíveis para escolher seus fornecedores de eletricidade, sendo obrigados a permanecerem no mercado cativo com tarifa

regulada. Por outro lado, nos dois países em comparação existe um mercado varejista, no qual comercializadoras atuam em regime de competição e consumidores residenciais tem livre arbítrio para escolher seu fornecedor de energia.

No setor elétrico brasileiro o ambiente de contratação regulada funciona como o grande mecanismo de expansão da oferta de geração de eletricidade. Os leilões de energia nova garantem aos geradores vencedores contratos de longo prazo, fomentando a implementação de novos empreendimentos, uma vez que as distribuidoras devem contratar compulsoriamente essa energia, repassando os gastos de compra para os consumidores cativos.

Por ser um país em desenvolvimento e apresentar demanda crescente de energia pelas próximas décadas, o Brasil deve prezar pela segurança de abastecimento, mantendo o ritmo adequado de aumento da capacidade instalada, a fim de evitar erros cometidos no passado, em especial o da crise de abastecimento de 2001. Ao expandir o livre mercado de eletricidade, reduz-se então o poder do Estado de controlar o crescimento da oferta de energia. Conforme Dantas *et al* (2014) e Castro *et al* (2017) o mercado livre não apresenta grande relevância para a viabilização de novos empreendimentos de geração no modelo atual do SEB. O fator que limita o crescimento do ACL é o financiamento para projetos voltados ao mercado livre, uma vez que a volatilidade dos preços é alta, além de as instituições financeiras exigirem que os empreendimentos tenham contratos de longo prazo como forma de garantia (CASTRO *et al*, 2017). O problema está situado nos interesses dos agentes participantes do livre mercado. Enquanto os agentes geradores anseiam por longos contratos, o consumidor por vezes prefere contratos de menor duração. Sendo assim, os novos empreendimentos não conseguem obter as garantias mínimas para conseguir o financiamento.

No Brasil, diferente de Alemanha e Reino Unido, lastro e energia são indissociáveis, com intuito de garantir confiabilidade ao sistema. Uma solução para a questão seria a separação entre os dois produtos, possibilitando uma maior flexibilidade de contratos, aumento da facilidade em obter financiamentos, permitindo assim que o ACL participe de forma mais acentuada da expansão da capacidade instalada de eletricidade no país.

Para Gomes (2017) a separação entre lastro e energia se daria pelo modelo de compra centralizada do SIN por meio da CCEE, por menor preço ou compra

direta de geradores que obtiverem o certificado de lastro do MME, por um preço administrativo. Por outro lado, a energia seria vendida no mercado de curto prazo, sendo possível realizar as transações de compra e venda por meio de contratos de *hedge* bilaterais ou em contratos de *hedge* provenientes de leilões de energia. Sendo assim, os geradores teriam duas fontes de receita: a) fixa e de longo prazo por intermédio da venda do lastro em leilões e b) venda da energia para consumidores, comercializadoras e/ou distribuidoras, favorecendo então a obtenção de financiamentos de novos empreendimentos para a expansão da oferta no ACL (GOMES, 2017).

A fim de eliminar os gargalos que impedem a expansão do livre mercado no Brasil, aliado ao evidente desgaste do modelo atual, o MME apresentou após a Consulta Pública 33 a minuta de lei para alteração do marco regulatório do setor elétrico. A reformulação proposta traz profundas mudanças em busca de modicidade tarifária e maior liberdade de escolha para os consumidores, que podem ser observadas sob a ótica da Teoria Agente-Principal e da Teoria dos Custos de Transação.

A Consulta Pública 33 estabelece que as decisões empresariais eficientes dos agentes individuais são o vetor para a modicidade tarifária. Para isso, o ponto de partida definido pela Consulta é a adoção de campanhas de conscientização e informação para os consumidores sobre o funcionamento do ACL. Pode-se encarar a medida como uma forma de mitigação da assimetria de informações entre os participantes, com intuito de reduzir os custos de agência, conforme caracterizado por Jensen e Meckling (1976), e a ocorrência da seleção adversa cometida pelo Principal.

A minuta de Lei apresentada diminui a responsabilidade das distribuidoras no que tange à gestão de riscos da compra de energia ao possibilitar a venda do excedente contratado e alterando a forma atual dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEARs). Segundo BRASIL (2018), EDP (2017) e PSR (2017a), as mudanças em questão acarretam em redução dos custos de transação, uma vez que o mecanismo de compra e venda adotado será centralizado e diminuirá a complexidade de gerenciamento dos contratos. O sistema em vigor de leilões provoca um alto e crescente número de contratos de geradores e

distribuidoras, onde a soma de acordos firmados, faturas e pagamentos entre os agentes ultrapassa os 750 mil documentos por ano (EDP, 2017).

Por sua vez, a nota técnica da consultoria PSR (2017b) traz à tona o conflito de interesse entre os agentes distribuidores e consumidores, uma relação clara de Agente-Principal, quando a distribuidora deseja repassar o seu excedente a qualquer custo para manter-se na faixa de 100% a 105% de contratação e assim não se expor ao risco de estar sobre contratada. Por este motivo, o mecanismo de centralização de venda dos excedentes passa a ser de vital importância, uma vez que ao contrário do que acontece em acordos bilaterais, há a diminuição de oportunidade para a assimetria de informação, onde o planejador central evitaria situações que prejudiquem os consumidores (PSR, 2017b).

A instituição do agente varejista representando consumidores em casos de demanda inferior a 1000 kW é de grande relevância para a segurança das operações do mercado livre e na redução de custos de transação (BRASIL, 2018). O resultado da Consulta implica em requisitos para a atuação do agente, sendo elas capital compatível com a quantidade de energia representada na CCEE e dever de apresentar um preço de referência, com intuito de diminuir a assimetria de informação na compra e venda de energia no varejo (BRASIL, 2018).

Por sua vez, a redução dos limites para entrada no ACL, aliada ao fim da limitação de compra e arrendamento de imóveis rurais por estrangeiros para fins de geração, transmissão e distribuição de energia, derrubaria barreiras de entrada de novos participantes, acarretando em benefícios para o setor elétrico. De acordo com Fiani (2013), um maior número de agentes compradores e vendedores tende a reduzir os custos transacionais.

Conforme descrito no fechamento da Consulta, a transparência nas operações e formação de preço será buscada a fim de estabelecer o crescimento sustentável do livre mercado. Em um ambiente transparente, reduz-se as chances de atitudes oportunistas dos agentes, ocasionando então menores custos de agência e de transação.

De modo geral, pode-se afirmar que as propostas trazidas pela Consulta Pública 33 levam o mercado de eletricidade brasileiro a tomar a forma do modelo praticado no Reino Unido e Alemanha. As semelhanças podem ser encontradas no

estabelecimento de um mercado de curto prazo com preços próximos ao custo de operação do sistema, na separação de lastro e energia e na instituição da figura do consumidor varejista. Como exceção temos a liberdade de escolha para os consumidores de baixa tensão como um ponto de diferença. O modelo apresentado exclui, por ora, os consumidores residenciais da reforma do setor, devido à cautela adotada na elaboração da proposta, uma vez que o país já sofreu por conta de uma liberalização malsucedida, além do fato da alteração no marco regulatório poder trazer efeitos colaterais que demandam ajustes durante a expansão do livre mercado de energia.

Podemos observar com a experiência de Reino Unido e Alemanha, que as reformas liberalizantes do setor elétrico contribuem com benefícios para a indústria de eletricidade. As mudanças dos marcos regulatórios, com privatizações e regulação na distribuição aliadas a implementação de mercados atacadistas, trouxeram melhorias significativas no nível de eficiência e performance dos agentes (JOSKOW, 2003). Por outro lado, o autor alerta que os desafios para a boa implementação das reformas são muitas vezes subestimados e cita problemas com o modelo de mercado apresentado, como no caso do Brasil em sua primeira tentativa, e complicações macroeconômicas que minam o investimento em geração como pontos que levam as reformas ao fracasso.

Os desafios da reestruturação são muitos. Para Joskow (2000), as características físicas da produção de eletricidade e distribuição dificultam que benefícios cheguem até consumidores residenciais e comerciais pequenos, quando comparado aos consumidores que têm acesso ao mercado atacadista. Além disso, a regulação para mercados liberalizados se torna ainda mais complicada. Medidas adotadas no Reino Unido no mercado varejista desde 2008, como limite de preço que as fornecedoras poderiam adotar em nome da busca por tarifas menores para os usuários, tiveram o efeito contrário. Como resultado, já alertado previamente por economistas, a diferença de preço ofertada pelas maiores 6 empresas diminuiu, a tarifa cobrada subiu e a taxa de troca de fornecedor encolheu, reduzindo a competitividade e prejudicando os consumidores (LITTLECHILD, 2014). Portanto, a experiência internacional e a literatura justificam a restrição da Consulta Pública 33 de mudanças impactantes do marco regulatório apenas para agentes que acessam

o livre mercado, evitando que os usuários residenciais se exponham às adversidades intrínsecas de reformas liberalizantes.

#### **4 CONCLUSÃO**

Desde o fim da década de 1980 reformas liberalizantes no setor elétrico vêm ocorrendo em diversos países, tendo como ponto de partida a quebra dos monopólios verticalmente integrados. A reestruturação visa o aumento da eficiência da cadeia com a implementação da competição na geração e criação de mercados de comercialização, repassando os ganhos causados pela mudança para os consumidores.

O Reino Unido, apesar de ter enfrentado problemas com poder de mercado no início da primeira reforma, pode ser considerado um exemplo de sucesso na inserção de competição no setor elétrico. O caminho adotado para seu pioneirismo foi de uma abertura gradual, ajustando com novas reformas de acordo com os fenômenos causados pela menor intervenção estatal do setor. Seu desempenho influenciou a União Europeia a lançar um pacote de medidas para criação do mercado interno de energia para seus membros. Por sua vez a Alemanha, seguindo a diretiva europeia, criou seu mercado de eletricidade e possibilitou a troca de fornecedor para todos os consumidores em uma só etapa. Assim como experimentado pelo Reino Unido, a Alemanha necessitou de novas reformas para acelerar e ajustar seu processo de liberalização. Além disso, o país tem como modelo a ser seguido sua bem-sucedida implementação de políticas para crescimento de fontes alternativas e de geração distribuída.

O Brasil rumou em direção à liberalização de seu setor elétrico a partir da década de 1990 com uma onda de privatizações e principalmente com a criação de um mercado atacadista. O processo de liberalização estagnou no início dos anos 2000, ao ficarem escancaradas as falhas na implementação com o racionamento de energia, em especial a de expandir a oferta de eletricidade, sendo necessário um recuo de medidas liberalizantes. Com a pressão do crescimento do ACL nos últimos anos, a Consulta Pública 33 traz novamente ao debate propostas para a continuidade da expansão do livre mercado. A Consulta apresenta mecanismos para redução de custos de transação presentes no modelo atual, por exemplo adoção de centralização de contratos e de venda de excedentes das distribuidoras, além de

incentivos para redução de assimetria de informação com benefícios aos agentes. Cautelosamente, deixa de fora os consumidores de baixa tensão.

A expansão do ACL é limitada devido à grande dependência da expansão da oferta em relação ao mercado cativo. Os novos empreendimentos voltados para o livre mercado possuem dificuldades para a obtenção de financiamentos, em consequência das características voláteis da formação de preço para o mercado de curto prazo. Como solução temos a separação entre lastro e energia, o que já ocorre em outros países, ocasionando em fontes de receita de longo (lastro) e de curto prazo (energia) para as geradoras. Com isso, o crédito para projetos voltados ao ACL se torna mais acessível, facilitando uma maior participação na expansão de geração do sistema por parte do livre mercado.

O trabalho em questão se limita a descrever o processo de liberalização dos países selecionados, comparar suas estruturas do setor elétrico e por último debater sob a ótica de teorias econômicas que exploram as falhas de mercado as medidas elaboradas pela Consulta pública 33. Portanto, não foram apresentadas análises mais profundas correlacionando medidas liberalizantes e seus respectivos impactos, como por exemplo série histórica de tarifas ou índices de concentração de mercado. Logo, as lacunas citadas podem vir a servir para novas abordagens de estudo do tema.

Por fim, como lições aprendidas com a experiência de liberalização de Reino Unido, Alemanha e do próprio Brasil, chegamos a conclusão de que o processo de abertura de mercado deve envolver mais de uma etapa, já que os benefícios da liberalização nem sempre chegam a todos os consumidores imediatamente. A complexidade do setor elétrico traz a necessidade de ajustes conforme os problemas de assimetria de informações, atitudes oportunistas e poder de mercado exercidos por agentes vão surgindo. Tanto Reino Unido como a Alemanha passaram por reformas posteriores que buscavam resolver os efeitos colaterais provocados pela abertura de mercado e/ou correção de políticas públicas mal implementadas. A cautela adotada pela Consulta Pública 33, como por exemplo a redução gradual dos limites de entrada de consumidores no ACL até 2026 e a exclusão dos consumidores de baixa tensão das medidas, é de bom tom, uma vez que não podemos repetir os erros cometidos anteriormente e nem devemos subestimar os

desafios do setor elétrico de um país em desenvolvimento e de dimensões continentais.

## 5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACEEL. **Pesquisa de Opinião Pública Sobre Energia Elétrica**. São Paulo, 2017.

ABRADEE, A. B. DE D. DE E. E. **Estudo Comparativo de Tarifas 2017 (ref. 2016)**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/material-de-divulgacao/3702-estudo-comparativo-de-tarifas-2017-ref-2016-abradee>>. Acesso em: 28 jun. 2018.

AL-SUNAILY, A.; GREEN, R. **Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries**. *Energy*, v. 31, p. 769–787, 2006.

BARBOSA, K.; FERNANDEZ, R. N.; GONÇALVES, M. **Avaliando os Aspectos Institucionais do setor Elétrico Brasileiro por meio da Teoria Econômica de Contratos**. *Planejamento e Políticas Públicas*, n. 46, p. 74–107, 2015.

BAYER, E. **Report on the German power system**. Berlin, 2015: [s.n.].

BRANDT, T. **Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector**. Düsseldorf: [s.n.].

BRASIL. **PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2018.

BRASIL, M. DE M. E E. **O Modelo Institucional Do Setor Elétrico**. Brasília, 2003. Disponível em: <[http://ucel.eln.gov.br/gse\\_doc/Modelo\\_Energia.pdf](http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/Modelo_Energia.pdf)>

BUNDESNETZAGENTUR. **Monitoring Report 2017**. Bonn, 2017: [s.n.].

CAMPOS, H. A. DE. **Falhas de mercado e falhas de governo: uma revisão da literatura sobre regulação econômica**. *Prismas: Dir., Pol. Publ. e Mundial*, v. 5, n. 2, p. 341–370, 2008.

CASTRO, Nivalde de et al. **Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2017

CASTRO, Nivalde de; LEITE, André Luís da Silva. **Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2010.

CCEE, C. DE C. DE E. E. **Ambiente livre e ambiente regulado - Contratação de energia**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?\\_adf.ctrl-state=3b6br3066\\_1&\\_afLoop=44362994744899#!%40%40%3F\\_afLoop%3D44362](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=3b6br3066_1&_afLoop=44362994744899#!%40%40%3F_afLoop%3D44362)>

994744899%26\_adf.ctrl-state%3D3b6br3066\_5>. Acesso em: 02 abr. 2018a.

CCEE, C. DE C. DE E. E. **Com quem se relaciona - Instituições do setor elétrico brasileiro**. Disponível em:

<[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona?\\_adf.ctrl-state=3b6br3066\\_27&\\_afLoop=44582110246844#!%40%40%3F\\_afLoop%3D44582110246844%26\\_adf.ctrl-state%3D3b6br3066\\_31](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=3b6br3066_27&_afLoop=44582110246844#!%40%40%3F_afLoop%3D44582110246844%26_adf.ctrl-state%3D3b6br3066_31)>. Acesso em: 14 abr. 2018b.

CCEE, C. DE C. DE E. E. **Setor elétrico - Conheça o ambiente em que a CCEE está inserida**. Disponível em:

<[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=3b6br3066\\_14&\\_afLoop=44541110636574#!%40%40%3F\\_afLoop%3D44541110636574%26\\_adf.ctrl-state%3D3b6br3066\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=3b6br3066_14&_afLoop=44541110636574#!%40%40%3F_afLoop%3D44541110636574%26_adf.ctrl-state%3D3b6br3066_18)>. Acesso em: 02 jun. 2018c.

CPFL ENERGIA. **Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ ou estados selecionados**. Rio de Janeiro, 2014.

DANTAS, G. **A energia na cidade do futuro : Uma abordagem didática sobre o setor elétrico**. Rio de Janeiro: Babilonia Cultura Editorial, 2014.

DANWITZ, T. VON. **REGULATION AND LIBERALIZATION OF THE EUROPEAN ELECTRICITY MARKET – A GERMAN VIEW**. ENERGY LAW JOURNAL, v. 27, p. 423–450, 2006.

DECC, D. OF E. AND C. C. **Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity**. Londres: The Stationery Office Limited, 2011.

DUZO, T.; SZÜCS, F. **Market power and heterogeneous pass-through in German electricity retail**. European Economic Review, v. 98, p. 354–372, 2017.

EDP. **Nota Técnica 3 - Elementos Estruturais para o Mercado**. Brasília: Consulta Pública 33, 2017

ELETROBRÁS. **Como a energia elétrica é transmitida no Brasil**. p. 3, 2018.

FERREIRA, C. K. L. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, ARMANDO CASTELAR; FUKASAKU, K. (Ed.). **A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Ed. ed. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Socia, 2000. p. 179-220 .

FGV, F. G. V. **Projeto de Aperfeiçoamento do Controle Externo da Regulação do Tribunal de Contas da União – SEFID**. Brasília, 2007.

FIANI, R. **Teoria dos Custos de Transação**. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Eds.). **Economia Industrial**. 2a. ed. ed. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda., 2012. p. 169–181.

FIGUEREDO, A. C. L. DE. **Assimetria de Informação, Competição e Leilões de Energia**. [s.l.] Universidade de Brasília ( UnB), 2009.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 5a. ed. São Paulo: Atlas, 2010.  
GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo Social**, v. 15, n. 2, p. 219–235, nov. 2003.

GOMES, Victor. **Separação entre lastro e energia no SIN: fundamentos e possíveis consequências para os novos geradores**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2017

HASENCLEVER, L.; TORRES, R. O Modelo Estrutura, Conduta e Desempenho e seus Desdobramentos. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Eds.). . **Economia Industrial**. 2a ed. ed. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda., 2012. p. 41–51.

HASSAN, M.; MAJUMANDER-RUSSEL, D. **Electricity Regulation in the UK : Overview**. Energy and Natural Resources Multi-Jurisdictional Guide, v. 9996, n. September, p. 1–32, 2014.

HEDDENHAUSEN, M. **Privatisations in Europe’s liberalised electricity markets – the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany, and France**. BerlinResearch Unit EU Integration, German Institute for International and Security Affairs, , 2007.

HUNT, Sally. **Making Competition Work in electricity**. Nova Iorque: John Wiley & Sons, Inc., 2002.

HUNT, Sally; SHUTTLENWORTH, Graham. **Competition and Choice in electricity**. Nova Iorque: John Wiley & Sons, Inc., 1996.

IEA, I. E. A. **Energy Policies of IEA Countries**. 2011 [s.l: s.n.].

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Policies of IEA Countries-Germany**. Paris: International Energy Agency, 2013.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. White paper 7**, 2012.

JENSEN, M. C.; MECKLING, W. H. **Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure**. Journal of Financial Economics, v. 3, p. 305–360, 1976.

JOSKOW, Paul L.. **Electricity Sector Restructuring And Competition: Lessons Learned**. Boston: MIT, 2003.

JOSKOW, Paul L.. **WHY DO WE NEED ELECTRICITY RETAILERS? OR CAN YOU GET IT CHEAPER WHOLESALE?** Boston: MIT, 2000

KELLER, A. **Competition effects of mergers: An event study of the German electricity market**. Energy Policy, v. 38, p. 5264–5271, 2010.

KEMFERT, C. **The Liberalisation Process of the German Electricity Market**.

**Strategies and Opportunities.** Milano: [2005].

LEMOS, A. **Falhas de mercado, intervenção governamental e a teoria econômica do Direito.** UFSC, 2005.

LITTLECHILD, Stephen. **Promoting or restricting competition?: Regulation of the UK retail residential energy market since 2008.** Cambridge: Energy Policy Research Group, 2014.

MÖLLER, C. **Balancing energy in the German market design.** [s.l.] Universidade de Karlsruhe, 2010.

MUELLER, B. **Teoria Política Positiva da Regulação.** Brasília. Universidade de Brasília, , 1999.

NEWBERY, D. **Evolution of the British Electricity Market and the Role of Policy for the Low-Carbon Future.** In: **Evolution of Global Electricity Markets.** Amsterdã: Elsevier Inc., 2013. p. 3–29.

NEWBERY, D. M.; POLLITT, M. G. **THE RESTRUCTURING AND PRIVATISATION OF BRITAIN'S CEGB** WAS IT WORTH IT? *THE JOURNAL OF INDUSTRIAL ECONOMICS*, v. XLV, n. 3, p. 35 p., 1997.

NUNES, L. C. M. **O emprego da Teoria Agente/Principal Para Definições de Modelo de Gestão de Bens Móveis na Universidade de Brasília.** [s.l.] UnB, 2015.

OLIVEIRA, R. G. DE; TOLMASQUIM, M. T. **Regulatory performance analysis case study: Britain's electricity industry.** *Energy Policy*, v. 32, p. 1261–1276, 2004.

ONS, O. N. D. S. E. **Suprimento Elétrico.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico>>. Acesso em: 05 jun. 2018.

PASTORE, O. R. DE A. **Trabalho de Pesquisa Realizado Sobre o Mercado de Energia da União Europeia e dos Estados Unidos da América.** São Paulo, 2017.

PEREIRA JÚNIOR, A. O. **Tendências para a operação e a comercialização de energia elétrica no Brasil.** In: **Visão 2030 : Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico.** Rio de Janeiro: Babilonia Cultura Editorial, 2015. p. 978-85-66317-04-06.

PFÄFFENBERGERA, W.; CHRISCHILLESB, E. **Turnaround in Rough Sea—Electricity Market in Germany.** In: **Evolution of Global Electricity Markets.** Amsterdã: Elsevier Inc., 2013. p. 93–131.

PIMPÃO, R. A. G. **O processo de liberalização do mercado da energia elétrica: O caso português em perspetiva comparada.** [s.l.] Instituto Universitário de Lisboa- ISCTE, 2013.

PIRES, J. C. L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro.** (Textos pa ed. Rio de Janeiro: BNDES, 2000.

PRITZSCHE, K. et al. GERMANY. In: **Energy Regulation and Markets Review.** 6 ed. ed. Londres: Law Business Research Ltd, 2017. p. 148–159.

PSR. **Contribuição para a Consulta Pública MME nº 33/2017.** Brasília: Consulta Pública 33, 2017<sup>a</sup>

PSR. **Ampliação do Mercado Livre de Energia Elétrica.** Brasília: Consulta Pública 33, 2017<sup>b</sup>

ROSA, L. P. et al. **The Evolution of Brazilian Electricity Market.** In: **Evolution of Global Electricity Markets.** Amesterdã: Elsevier Inc., 2013. p. 435–460.

ROTARU, D. V. **A glance at the European energy market liberalization.** [s.l: s.n.]. SCHOLZ, U.; ANTE, J. Electricity regulation in Germany: overview. **Energy and Natural Resources Multi-Jurisdictional Guide**, n. May, 2018.

TASHPULATOV, S. N. Analysis of electricity industry liberalization in Great Britain: How did the bidding behavior of electricity producers change? **Utilities Policy**, v. 36, p. 24–24, 2015.

WALVIS, A. **Avaliação das Reformas Recentes no Setor Elétrico Brasileiro e sua Relação com o Desenvolvimento do Mercado Livre de Energia.** [s.l.] Fundação Getúlio Vargas, 2014.

WILLIAMSON, O. E. **The Economic Institutions of Capitalism.** 450 p. ed. New York: The Free Press, a Division of Macmillan, Inc., 1995.