**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

PABLO MARTINS CAZZARO

**ANÁLISE DA DINÂMICA DOS INVESTIDORES NOS LEILÕES DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
ENTRE 1999 E 2017**

SÃO PAULO

2017

PABLO MARTINS CAZZARO

ANÁLISE DA DINÂMICA DOS INVESTIDORES NOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL ENTRE 1999 E 2017

Versão corrigida

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadora: Prof^ª Dr^ª Virginia Parente

SÃO PAULO
2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Cazzaro, Pablo Martins.

Análise da dinâmica dos investidores nos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil entre 1999 e 2017 / Pablo Martins Cazzaro; orientadora: Virginia Parente – São Paulo, 2017.

140f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

1. Linha de transmissão. 2. Leilão de transmissão no Brasil. 3. Transmissão de energia. 4. Governança Corporativa. I. Título.

Nome: CAZZARO, Pablo Martins

Título: Análise da dinâmica dos investidores nos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil entre 1999 e 2017

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Dissertação defendida e aprovada em 13/12/2017 pela Banca Examinadora

Prof^a Dr^a Virginia Parente – PPGE/IEE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Fernando Mario Rodrigues Marques – USCS

Prof. Dr. Roberto Anis Calfat – INSPER

Prof. Dr. André Felipe Simões – EACH/USP

À minha família, por acreditar e investir em mim. Mãe, sua presença, dedicação e amor foram fundamentais em todas as minhas vitórias. Pai, sempre vencedor, minha referência absoluta, tenho a certeza que você esforçou-se ao máximo para prover todo o suporte para que eu atingisse os meus objetivos. À Prof^a Dr^a Virginia, por seus ensinamentos, paciência e confiança ao longo do caminho. Aos amigos, colegas, professores e funcionários do PPGE, pelo incentivo e pelo apoio constante.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Sônia, agradeço por todo o cuidado, amor e carinho. Sou muito grato por todos os valores que me ensinou e que hoje fazem de mim uma pessoa melhor. Ao meu pai Norivaldo, agradeço pelo seu exemplo de vida e por todo o seu esforço em me dar tudo aquilo que eu preciso para viver uma vida digna. Tenham certeza que todas as minhas conquistas são as de vocês também.

À minha irmã Thaís, obrigado por existir e estar ao meu lado. Sinto que você é alguém com quem sempre poderei contar. Nunca se sinta desamparada porque sempre estarei ao seu lado. Obrigado por tudo.

Muito especialmente, desejo agradecer à minha orientadora, Prof^ª Dr^a Virginia Parente, pela disponibilidade, atenção, paciência e dedicação.

Aos meus amigos, aos meus colegas de mestrado, agradeço pelo entusiasmo, pela oportunidade de conhecê-los e de partilhar de vários momentos inesquecíveis. Não tenho dúvidas de que cada momento com vocês foi essencial no aperfeiçoamento dos meus pontos de vista e percepções.

Ao Instituto de Energia e Ambiente (IEE), que oferece enorme apoio a todos os alunos por meio do seu corpo docente, da sua direção, da sua administração e de todos os seus funcionários, serei sempre grato.

Por fim, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo fundamental suporte através de bolsa de pesquisa durante o meu mestrado.

“O fato de a gente não entender alguma coisa não significa que ela precise ser explicada de uma forma sobrenatural. A ciência vive da dúvida. E a gente não precisa entender tudo para se ter uma vida feliz e completa. Eu prefiro viver com a dúvida do que ser enganado por uma ilusão”

Marcelo Gleiser

RESUMO

CAZZARO, P. M. **Análise da dinâmica dos investidores nos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil entre 1999 e 2017**. 2017. 100 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

O segmento de transmissão de energia elétrica é parte fundamental na composição de qualquer sistema elétrico de potência, e tem como principal função o transporte da energia elétrica dos polos geradores até os centros consumidores. Neste contexto, o objetivo principal desta dissertação é analisar a participação dos agentes investidores do mercado de transmissão de energia elétrica no Brasil, observando o perfil daqueles que venceram os leilões de transmissão, sob o aspecto de sua governança no tocante à natureza do capital *público* ou *privado*, *nacional* ou *estrangeiro*. Como questão central, indaga-se como vem se dando a dinâmica do mercado de transmissão de energia elétrica no país, através da análise dos vencedores dos certames de concessão do serviço público de transmissão. A pesquisa aborda ainda elementos que resgatam a importância técnica e econômica da transmissão, sua evolução histórica e as regras de concessão então vigentes no país, além de realizar um levantamento dos leilões de transmissão entre os anos de 1999 a agosto 2017. Visando a reestruturar o setor elétrico brasileiro a partir da década de 1990, um modelo então formulado possibilitou a expansão do sistema de transmissão por meio de concorrências na exploração de concessões públicas do serviço de transporte de energia elétrica. Tal modelo finalmente permitiu que companhias de capital privado, nacional ou estrangeiro, pudessem participar dessa expansão. Entre dezembro de 1999 e agosto de 2017 ocorreram 45 certames, nos quais culminou em uma expansão significativa da malha de transmissão no país, que passou de 66,9 mil km, antes dos referidos leilões, para mais 134,7 mil km, até o ano de 2016. Das centenas de investidores que arremataram os lotes disponibilizados, verificou-se que 89% deles eram de *natureza privada* e 11%, de *natureza pública*. Ainda, através da pesquisa realizada, constatou-se que 60% dos lotes negociados foram arrematados por *investidores não-consorciados*, mesmo diante das vantagens da formação de consórcios na criação de grupos considerados mais robustos financeira e tecnicamente. Os resultados desta investigação também revelaram que os *grupos estrangeiros privados não-consorciados* foram os que mais se destacaram, obtendo 25,2% das vitórias nos certames, e agregando 24,4% do total das linhas ofertadas em termos de extensão. Ademais, esses *grupos estrangeiros privados não-consorciados* mostraram-se mais competitivos, com lances que representaram deságios médios de 30,7%, arrematando projetos com potencial de rendimento anual de R\$ 2,8 bilhões. Entretanto, por meio da investigação realizada, ainda se constatou que os *investidores nacionais públicos não-consorciados* continuaram muito influentes, pois: (i) deram lances com deságios também significativos, da ordem de 27,1% na média do período analisado; e (ii) alguns desses *investidores nacionais públicos* foram os vencedores mais frequentes, seja na forma não-consorciada ou consorciada, como foi o caso da Chesf, com 34 lotes arrematados, seguida de Furnas, com 26 lotes negociados.

Palavras-chave: Linha de Transmissão; Leilão de Transmissão no Brasil; Transmissão de Energia; Sistema Elétrico de Potência; Governança Corporativa.

ABSTRACT

CAZZARO, P. M. **Analysis of the dynamics of investors in the auctions of electric power transmission in Brazil between 1999 and 2017**. 2017. 100 p. Dissertation (Master of Science) – Institute of Energy and Environment, University of São Paulo, São Paulo, 2017.

The segment of electric power transmission is a fundamental part of any electric power system, and its main function is to transport the electric power from the generating poles to the consumer centers. In this context, the main objective of this dissertation was to analyze the participation of the investors of the electricity transmission market in Brazil, observing the profile change of those who won the transmission auctions, among which were public, private, national and foreign agents. This dissertation targeted to answer the following central question: how was the market dynamic of the electric power transmission in the country taking into consideration the change in the profile of the agents who won the auctions? The research also explored the technical and economic importance of transmission, its historical evolution, the currently rules for concession in the country, as well as the characteristics of transmission auctions conducted between 1999 and August 2017. In order to restructure the Brazilian electric sector from the 1990s onwards, a model was formulated to make possible to expand the transmission system by competitive bidding in the exploration of public concessions for the electric energy transmission service. That model finally allowed domestic and foreign private equity companies to participate in this expansion. Between December 1999 and August 2017, there were 45 auctions and hundreds of lots were put to dispute. Consequently, there was a significant expansion of the transmission network in the country, from 66.9 thousand km before the auctions to a further 134.7 thousand km, until the year 2016. Of the hundreds of investors who purchased the lots available, 89% were private and 11% public. Also, through the research, it was found that 60% of the lots traded were sold by non-consortium investors, even considering the advantages of consortium to create groups financially and technically robust. The results of this investigation also revealed that the not consorted foreign private groups were the most outstanding, obtaining 25.2% of the victories in the auctions, and, adding 24.4% of the total of the offered lines in terms of extension. Furthermore, these foreign private groups were more competitive with bids that represented average discounts of 30.7%, earning projects with potential annual income of R \$ 2.8 billion. However, the research also verified that not consorted national public investors are still very influential: (i) they made bids with significant discount, of the order of 27.1% in the average of the analyzed period; and (ii) some of these national public investors were the most frequent winners, either in the non-consortium or consortium form, as was the case of Chesf, with 34 lots acquired, followed by Furnas, with 26 lots traded.

Keywords: Transmission line; Transmission Auction in Brazil; Power Transmission; Electrical Power System; Corporate Governance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da geração de energia elétrica (TWh)	18
Figura 2 – Evolução do consumo de energia elétrica por classe (TWh)	19
Figura 3 – Consumo final de energia por fonte	20
Figura 4 – Potência instalada da matriz elétrica brasileira, em 2016	31
Figura 5 - Intercâmbio de energia elétrica entre subsistemas do Brasil (MW médio)	33
Figura 6 – Composição da conta de energia elétrica, no Brasil, em 2012.....	34
Figura 7 - Composição tarifária média do Brasil, em 2015	35
Figura 8 – Esquematização gráfica para as relações contratuais de compra de energia	56
Figura 9 – Evolução da extensão das linhas de transmissão do SIN (km), entre 1999 e 2016..	57
Figura 10 - Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro	61
Figura 11 – Processo de consolidação de obras de transmissão.....	65
Figura 12 - Evolução da WACC, entre os anos de 2003 e 2017	69
Figura 13 - Fluxograma do processo de outorga de concessão de transmissão	72
Figura 14 – RAPs anuais e investimentos anuais em sistemas de transmissão.....	76
Figura 15 - Processo de Implantação de Linhas de Transmissão	80
Figura 16 – Status dos empreendimentos de transmissão em andamento.....	81
Figura 17 - Principais causas de atrasos de empreendimentos de transmissão até agosto de 2017	82
Figura 18 - Principais causas de atrasos de empreendimentos de transmissão, em 2015	82
Figura 19 - Consolidação das principais causas de atrasos em empreendimentos de transmissão entre 2015 e agosto de 2017	83
Figura 20 - Dias média de execução física, obtenção de licença ambiental e total de um empreendimento de transmissão.....	84
Figura 21 - Relação WACC, PIB, lotes negociados e lotes não negociados.....	88
Figura 22 - Relação RAP/CAPEX	89
Figura 23 - Meses médio para execução do empreendimento.....	90
Figura 24 - Quilômetro de linha de transmissão por ano e acumulado	91
Figura 25 – Deságios médios e maiores deságios por leilão	95
Figura 26 - Deságio médio por lotes	96
Figura 27 - Natureza e origem do capital das empresas	98
Figura 28 - Vencedores isolados e consorciados.....	103
Figura 29 - Proporção de vitórias únicas	107

Figura 30 – Tipologia das formações acionárias sob os diversos aspectos de maneira proporcional.....	111
---	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relação de fontes geradores elétrica brasileiras	20
Tabela 2 – Empreendimentos em construção em 2017	21
Tabela 3 – Empreendimentos com construção não iniciada até 2027	21
Tabela 4 - Evolução da extensão das linhas de transmissão do Brasil (km)	23
Tabela 5 - Estimativa da evolução física das linhas de transmissão (km).....	24
Tabela 6 - Histórico de indicadores de qualidade parcela variável e adicional à RAP	75
Tabela 7 – Relação de leilões e datas	86
Tabela 8 - RAPs e deságios por leilão	92
Tabela 9 - Tipos de formações de investidores	100
Tabela 10 - Quantidade de vitórias por tipo de formação	101
Tabela 11 – Tipologia de proponentes por extensão de linhas negociadas	102
Tabela 12 - Lista de empresas vencedoras dos lotes licitados.....	104
Tabela 13 - Relação deságio médio e tipologia de grupo proponente	108
Tabela 14 - Relação de RAP por tipologia de grupo proponente	109
Tabela 15 - Lista de consórcios vencedores dos leilões	130
Tabela 16 - Agentes transmissões	133
Tabela 17 - Lista de empresas vencedoras dos lotes licitados.....	136

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AES	American Energy System
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	Capital expenditure
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCI	Contrato de Compartilhamento de Instalações
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CGE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CGISE	Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
CVRD	Companhia Vale do Rio Doce
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DNPM	Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral
DEIC	Duração Equivalente de Interrupção de Carga
EDP	Eletricidade de Portugal
ENS	Energia Não Suprida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
FEIC	Frequência Equivalente de Interrupção de Carga
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GET	Grupos Regionais de Expansão da Transmissão
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MPAF	Modelo de Precificação de Ativos Financeiros
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PAR-DIT	Plano de Ampliações e Reforços das Demais Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PDA	Plano de Dados Abertos
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PIEE	Programa de Investimento em Energia Elétrica

PIS	Programa de Integração Social
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNE	Plano Nacional de Energia
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
PV	Parcela Variável
RAP	Receita Anual Permitida
REA	Resoluções Autorizativas
RESEB	Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro
REVISE	Revisão Institucional do Setor Elétrico
RRB	Robustez da Rede Básica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TCU	Tribunal de Contas da União
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DA PESQUISA.....	16
1.1	Motivação, justificativa e relevância do tema.....	17
1.2	Objetivo, questão central e hipótese	25
1.3	Metodologia	26
1.4	Estrutura capitular	26
2	CARACTERÍSTICAS E EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	28
2.1	Características do mercado de transmissão de energia elétrica brasileiro	28
2.2	Relevância técnica e econômica do sistema de transmissão elétrica	31
2.3	História da energia e a transmissão da energia elétrica no Brasil.....	36
3	REGULAÇÃO NACIONAL DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO	59
3.1	Planejamento e expansão do sistema de transmissão	62
3.2	Outorga de concessão de transmissão.....	65
3.3	Implantação do sistema de transmissão	79
4	ANÁLISE DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	85
4.1	Relação de leilões e respectivas análises	85
4.2	Agentes investidores vencedores dos leilões de transmissão.....	96
4.3	Breve panorama sobre o histórico das empresas mencionadas.....	112
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	117
5.1	Principais conclusões	118
5.2	Limitações encontradas e recomendações para trabalhos futuros	123
	REFERÊNCIAS	125
Anexo A –	Lista dos consórcios vencedores e suas composições	130
Anexo B –	Lista dos agentes transmissores	133
Anexo C –	Lista das empresas vencedores dos leilões	136

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DA PESQUISA

A transmissão de energia elétrica é um segmento essencial na composição do setor elétrico, especialmente no sistema elétrico de potência¹. Para um país como o Brasil, com uma população que supera 200 milhões de habitantes, distribuídos em 8,5 milhões de km², segundo levantamento do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) de 2017, o segmento de transmissão se tornou fundamental, quando não, imprescindível para conectar os consumidores distribuídos em um país de dimensões continentais.

Dentre várias funções, o segmento de transmissão tem como papel primário transportar a energia elétrica dos centros de geração aos centros de carga² da maneira mais eficiente possível, através das linhas de transmissão (PINTO, 2014). Após a promoção da Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro (RESEB), no final da década de 1990, o modelo de concessão do segmento de transmissão se tornou competitivo. Passou, assim, a permitir que empresas privadas e estatais, de capital nacional ou estrangeiro, em forma de consórcio ou não, pudessem disputar os lotes de concessões do serviço público de transmissão de energia elétrica no país.

A partir do ano de 1999, e ao longo dos leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) até agosto de 2017, época do fechamento desta dissertação, observou-se uma considerável abertura do mercado relacionada ao setor elétrico. Tal abertura proporcionou que agentes investidores privados imprimisse uma nova dinâmica à titularidade dos sistemas de transmissão, que anteriormente estavam em sua totalidade nas mãos do setor público.

Considerando esse novo contexto, esta dissertação propõe uma análise sobre a mudança de perfil dos agentes investidores, vencedores dos leilões de transmissão, a partir da descrição de como ocorreu a evolução do segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, desde dezembro de 1999.

¹ Sistemas elétricos de potência (SEP) é o conjunto de sistemas de energia elétrica que englobam geração, conversão, transmissão e distribuição de energia elétrica.

² Centros consumidores de energia elétrica.

1.1 Motivação, justificativa e relevância do tema

A energia elétrica é uma das formas de energia secundária mais utilizadas no mundo e está tão presente na vida das pessoas a ponto de ser entendida como um bem que a sociedade moderna contemporânea exige que esteja sempre disponível ao apertar de um botão (D'ARAÚJO, 2009). Tal recurso, quando disponibilizado de forma segura e com custos adequados, promove o desenvolvimento do ser humano, pois proporciona o acesso a diversos benefícios que aumentam a qualidade de vida, tais como a educação, o saneamento básico e a saúde. o que nos dá a medida da sua importância (REIS, 2015).

A energia elétrica tem assumido uma crescente participação na matriz energética brasileira, sendo responsável por viabilizar uma parcela importante do desenvolvimento econômico e social do país (TOLMASQUIM, 2005). Tal como divulgado no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2016, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é possível observar (Figura 1) a crescente evolução da produção energética entre os anos de 2009 e 2016, passando de pouco mais de 466,1 TWh, no ano de 2009, para mais de 578,9 TWh, em 2016 (EPE, 2016).

Figura 1 – Evolução da geração de energia elétrica (TWh)

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da EPE (2016).

Ainda com base nos dados presentes na Figura 1, é possível observar a forte presença da energia elétrica proveniente de fontes hidráulicas, das quais no ano de 2016, chegaram a ser responsáveis por cerca de 65,8% do total de energia elétrica gerada no país, apesar de, entre os anos de 2015 e 2016, o total de energia elétrica gerada tenha apresentado uma pequena retração de 0,4%. Para EPE (2016), parte da queda deste último ano da série, ou seja, do ano de 2016, foi influenciada pelo comportamento da oferta interna de petróleo e derivados e pelo enfraquecimento da atividade econômica naquele ano, no qual o produto interno bruto (PIB) nacional contraiu 3,8%.

Em concordância com o crescimento da geração de energia elétrica, também é possível identificar a trajetória ascendente da relevância da energia elétrica no país, quando avaliada pela ótica da evolução do consumo final. Tal como ilustrado na Figura 2, observa-se que, em 2009, o consumo de energia elétrica total partiu de 384,3 TWh, atingindo mais de 465,2 TWh, em 2016.

Nota-se que as mais significantes classes de consumidores, sob o aspecto do volume de consumo de energia elétrica, são: a classe industrial, a classe residencial e a classe comercial – responsáveis, respectivamente, pelo consumo de 35,7%, 28,8% e 19,1% do total da energia elétrica consumida no ano de 2016. O enfraquecimento da atividade econômica também é observado na Figura 2, na qual está ilustrada a retração de 2,1% no consumo de energia elétrica total, entre os anos de 2015 e 2016 (EPE, 2016).

Figura 2 – Evolução do consumo de energia elétrica por classe (TWh)

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da EPE (2016).

Outra maneira de identificar a relevância da energia elétrica é observando sua proporção diante as demais formas de energia consumidas. Assim, como mostra a Figura 3, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2016), ao final do ano de 2016, a energia elétrica representou 17,2% do consumo energético total do país (EPE, 2016).

Figura 3 – Consumo final de energia por fonte

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da EPE (2016).

Para atender toda a demanda por eletricidade, o Brasil explora diversas fontes. Dentre as principais, estão: a hidrelétrica; a termelétrica (a óleo, a carvão, a biomassa e ao combustível nuclear); e a eólica. No primeiro semestre de 2017, conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica, para prover um potencial instalado de 152,2 GW, o Brasil contou com um total de 4.667 empreendimentos em operação, como consolidado na Tabela 1 (ANEEL, 2017).

Tabela 1 – Relação de fontes geradores elétrica brasileiras

Fonte	Empreendimentos	Potência (GW)
Hidrelétrica	653	98,2
Termelétrica	3537	41,5
Eólica	430	10,5
Fotovoltaica	45	23,0
Termonuclear	2	1,9
Total	4667	152,2

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Visando a ampliação da capacidade de geração de energia elétrica no país, estão previstas, para os próximos 10 anos, a partir de 2017, um incremento de 24,4 GW ao parque gerador. Tal acréscimo do potencial gerador será proveniente de 269 empreendimentos já em fase de construção, e mais 546 empreendimentos com construção ainda não iniciada, inclusive explorando diversas fontes, tal como consolidado nas Tabela 2 e Tabela 3 (ANEEL, 2017).

Tabela 2 – Empreendimentos em construção em 2017

Tipo	Quantidade
Central Geradora Hidrelétrica	7
Central Geradora Eólica	157
Pequena Central Hidrelétrica	29
Central Geradora Solar Fotovoltaica	34
Usina Hidrelétrica	6
Usina Termelétrica	35
Usina Termonuclear	1
Total	269

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Tabela 3 – Empreendimentos com construção não iniciada até 2027

Tipo	Quantidade
Central Geradora Hidrelétrica	37
Central Geradora Undi-elétrica	1
Central Geradora Eólica	125
Pequena Central Hidrelétrica	133
Central Geradora Solar Fotovoltaica	65
Usina Hidrelétrica	8
Usina Termelétrica	177
Total	546

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis, observadas a partir de 2012 até 2016, houve redução da oferta de energia elétrica proveniente da fonte hidráulica. No entanto, a fonte de energia hidráulica para produção de energia elétrica ainda é a mais significativa na matriz elétrica brasileira, representa 64,0% do potencial instalado em 2016 (EPE, 2016).

Vale notar, entretanto, que os locais onde estão os empreendimentos geradores nem sempre se encontram próximos às cargas consumidoras. Deste modo, para fazer a conexão entre a geração da energia elétrica e a distribuidora, que abastece os consumidores finais, os sistemas de transmissão de potência se fazem necessários, pois tais sistemas de transmissão de energia elétrica, em geral, são constituídos por linhas aéreas e subestações que operam com tensões mais elevadas (FUCHS, 1977).

Considerando o caso brasileiro, o sistema de transmissão desempenha muitas outras funções. Uma delas, resumidamente, trata da realocação da energia em determinados pontos diferentes daqueles da região na qual a energia foi gerada. Isto é feito com o intuito de otimizar, por exemplo, o uso dos reservatórios da fonte geradora, no caso da fonte hidráulica. Neste caso é possível gerenciar reservatórios, programando seus volumes de espera e transformando água em kWh de forma mais eficaz (D'ARAÚJO, 2009).

A partir da reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro, através do RESEB, no final da década de 1990, o governo passou a outorgar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, por meio de leilões, para aqueles agentes interessados em fazer parte da atividade comercial de transmissão de energia elétrica. Desde então, diversas empresas públicas e privadas, nacionais ou estrangeiras, contribuíram para: (i) a expansão do SIN; (ii) o aumento da competitividade; e para (iii) a modicidade das tarifas³ do segmento de transmissão.

Além de investidores nacionais, empresas estrangeiras, especialmente as espanholas, venceram alguns certames. Tais empresas realizaram expressivos investimentos e contribuíram para implantação de novos sistemas de transmissão (RUPPERT e LIMA, 2009).

Desta maneira, como consolidado na Tabela 4, a seguir, observa-se a extensão da rede de transmissão ampliando ano a ano. Analisando estes dados, tem-se que em dezembro de 2016 a extensão total do sistema de transmissão de energia elétrica alcançou cerca de 134,7 mil km que, além da Rede Básica, inclui 550 km relativos aos Sistemas Isolados e 3.224 km do Sistema de Conexão de Itaipu (600 kV) (ONS, 2017).

³ Modicidade da tarifa é uma tarifa acessível aos consumidores.

Tabela 4 - Evolução da extensão das linhas de transmissão do Brasil (km)

Tensão	1999	2000	2001	2002	2003	2004
230 kV	32.278	32.451	32.537	32.997	34.000	35.074
345 kV	9.023	9.023	9.023	9.021	9.021	9.045
440 kV	6.049	6.163	6.668	6.668	6.668	6.668
500 kV	15.877	17.406	17.510	19.525	23.659	24.924
600 kV CC	1.612	1.612	1.612	1.612	1.612	1.612
750 kV	2.114	2.379	2.683	2.683	2.683	2.683
Total (km)	66.954	69.034	70.033	72.506	77.642	80.006

Tensão	2005	2006	2007	2008	2009	2010
230 kV	35.737	36.342	37.155	37.710	41.437	43.185
345 kV	9.579	9.579	9.772	9.772	9.784	10.060
440 kV	6.668	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671
500 kV	26.771	29.341	29.392	31.868	33.196	34.356
600 kV CC	1.612	1.612	1.612	1.612	3.224	3.224
750 kV	2.683	2.683	2.683	2.683	2.683	2.683
Total (km)	83.049	86.228	87.285	90.316	96.995	100.179

Tensão	2011	2012	2013	2014	2015	2016
230 kV	45.709	47.894	49.969	52.450	53.910	55.568
345 kV	10.062	10.224	10.272	10.303	10.303	10.320
440 kV	6.681	6.728	6.728	6.728	6.733	6.748
500 kV	35.003	35.726	39.123	40.659	42.622	46.630
600 kV CC	3.224	3.224	7.992	12.816	12.816	12.816
750 kV	2.683	2.683	2.683	2.683	2.683	2.683
Total (km)	103.362	106.479	116.768	125.640	129.068	134.765

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do ONS (2017).

Conforme resume a Tabela 5, a seguir, o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2024 (PDE 2014), da EPE, prevê um acréscimo de mais 38 mil km entre os anos de 2015 e 2019, e mais 37 mil km, entre os anos de 2020 e 2024, totalizando, aproximadamente, 195 mil km de linhas de transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tabela 5 - Estimativa da evolução física das linhas de transmissão (km)

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em 2015	0	2.683	12.816	42.622	6.733	10.303	53.910	129.068
Evolução 2015-2019	2.140	0	0	25.755	196	885	9.352	38.328
Evolução 2020-2024	7.915	0	0	17.028	157	782	11.518	37.400
Estimativa 2024 Total	10.055	2.683	12.816	85.405	7.086	11.970	74.780	204.796

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do PDE 2014 da EPE (2015).

Para cumprir os planos de expansão do Plano Decenal de Expansão de Energia de 2024 (PDE 2024), a EPE aponta que se trata de investimentos da ordem de R\$ 107,8 bilhões, sendo R\$ 78,3 bilhões em linhas de transmissão, e R\$ 29,5 bilhões em subestações (EPE, 2015). Sendo assim, assinala-se além da perspectiva da expansão física do sistema de transmissão, a circulação de valores importantes neste ramo de negócio.

Ainda com relação aos agentes investidores das concessões públicas de transmissão de energia elétrica no Brasil, a partir do primeiro leilão, em dezembro de 1999, ingressaram nas disputas diversos grupos empresariais, tanto predominante privados quanto predominante públicos, sendo eles estrangeiros ou nacionais. É importante pontuar que estes grupos possuíam perfis completamente distintos dos habituais investidores públicos nacionais do segmento de transmissão.

Em se tratando dos grupos investidores de capital estrangeiro, destacando dentre alguns deles, temos as espanholas Abengoa Brasil, Cobra Instalaciones y Servicios S.A., Cymi Holding S.A., Elecnor Brasil e Isolux Corsán. Destacam-se a colombiana Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), e a chinesa estatal State Grid Brazil Transmissão Holding S.A.

Quanto aos muitos agentes investidores no segmento de transmissão de energia elétrica de capital predominante brasileiro, destacam-se como principais: a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf); Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas); a Companhia Paranaense de Energia (Copel); as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte); as Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul); a Alupar Investimentos S.A.; a Schahin Engenharia S.A.; a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT); a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa); e a Cemig Geração e Transmissão

(Cemig GT). Para discutir e entender o mercado do segmento de transmissão de energia elétrica nacional consideramos fundamental analisar a alternância e a participação dos agentes investidores vencedores dos leilões de concessão do serviço público de transmissão.

1.2 Objetivo, questão central e hipótese

Conforme o cenário do setor elétrico brasileiro, exposto anteriormente, em especial o do segmento de transmissão elétrica, o objetivo principal deste trabalho é analisar e descrever a dinâmica da participação dos vários agentes investidores no mercado de transmissão de energia elétrica no Brasil, com foco nos vencedores das disputas dos certames da concessão pública de transmissão de energia elétrica. Este objetivo principal requer alguns desdobramentos. Seguem-se, então, os objetivos secundários:

1. Retratar a importância técnica e econômica da transmissão de energia elétrica no Brasil;
2. Apresentar a evolução histórica e das regras vigentes do segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil relacionadas ao (i) planejamento; (ii) a outorga de concessão – licitação, contratação e remuneração; e à (iii) regulação;
3. Realizar um levantamento histórico dos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil com os seus respectivos resultados, receitas anuais permitidas (RAPs), deságios e as características e composições gerais dos principais investidores vencedores dos leilões; e
4. Oferecer elementos que sirvam de apoio aos governantes no processo de elaboração de políticas públicas adequadas ao segmento de transmissão de energia elétrica, a fim de que possam estruturar iniciativas que atraiam investimentos que explorem favoravelmente este segmento e que promovam a expansão da oferta necessária à satisfação da demanda crescente por linhas de transmissão no país.

Como questão central, indaga-se como têm sido os perfis dos diferentes agentes investidores vitoriosos dos certames de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica brasileira, entre dezembro de 1999 e agosto de 2017, sob o aspecto da natureza do capital *público* ou *privado*, *nacional* ou *estrangeiro*.

Assim, será investigada a hipótese de que a partir da reestruturação do setor elétrico brasileiro, na década de 1990, os leilões de transmissão foram vencidos, na sua grande maioria,

pelos mesmos investidores brasileiros essencialmente públicos, que detinham o domínio do segmento de transmissão durante o período estatal do setor, anterior à década de 1990. Nesse sentido, portanto, será verificada a hipótese de que apesar da abertura do setor ao capital privado, o poder público, através das empresas estatais, permaneceu sendo o grande financiador da infraestrutura de transmissão, detentor da maior parte das novas linhas de transmissão leiloadas e maior favorecido das receitas referentes às concessões públicas de transmissão.

1.3 Metodologia

Para alcançar os objetivos da dissertação, primeiramente é realizada uma revisão da bibliografia pertinente ao tema. Tal bibliografia fornece os elementos para se recapitular a história, explicar a importância, a organização e o funcionamento do segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil no período analisado.

Em um segundo momento, para coletar as informações das empresas e/ou consórcios vencedores dos certames de transmissão, receitas anuais permitidas (RAPs) e deságios, são averiguados os registros disponibilizados pelos diversos órgãos envolvidos nesta atividade. Dentre estes destacam-se: o Ministério de Minas e Energia (MME); a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); as Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras); e as grandes indústrias do Setor Elétrico Brasileiro, além de dados divulgados pela imprensa voltada ao acompanhamento setorial nacional.

Por fim, os dados advindos da pesquisa são dispostos de modo a viabilizar a compreensão e a conclusão das características predominantes daqueles grupos investidores vencedores dos certames de transmissão de energia elétrica no Brasil, a partir do ano de 1999 até agosto de 2017, quando finalizou-se a presente pesquisa.

1.4 Estrutura capitular

A estrutura do presente trabalho encontra-se organizada em cinco capítulos, conforme o detalhamento a seguir. Neste primeiro capítulo introdutório buscou-se apresentar as motivações, a justificativa e relevância do tema escolhido, bem como, os objetivos principais e

secundários desta dissertação. Nele também foram explicitadas a questão central que norteou todo o trabalho, bem como a hipótese a ser investigada e a descrição da metodologia aplicada ao seu desenvolvimento.

No segundo capítulo enfatiza-se a importância (técnica e econômica) e a evolução histórica da energia, em especial, aquela referente ao segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil. Já no terceiro capítulo, será apresentada a regulação do serviço público de transmissão de energia elétrica, com ênfase no planejamento, na outorga da concessão, no leilão, nos contratos e na natureza da remuneração do agente transmissor.

Em seguida, no quarto capítulo serão apresentados o levantamento e a análise propriamente ditos. A referida análise será feita com base nos levantamentos dos históricos dos leilões e de seus respectivos resultados, RAPs, deságios e as características e composições gerais dos principais investidores vencedores dos certames. No quarto capítulo, apresenta-se reflexões sobre a dinâmica de mercado no segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, com relação à mudança proprietária dos agentes investidores vencedores dos certames.

Por fim, o quinto capítulo buscará resumir as principais conclusões deste trabalho. Ele trará também os principais aspectos da pesquisa, as limitações e dificuldades encontradas ao longo do seu desenvolvimento, bem como apresenta recomendações para estudos futuros relacionados ao assunto.

2 CARACTERÍSTICAS E EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Este capítulo contempla a revisão da literatura tendo, por finalidade, fornecer, além do conhecimento histórico, o contexto de organização e funcionamento do segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil. Desta forma, o presente capítulo encontra-se subdividido em três partes: (i) características do mercado de transmissão de energia elétrica brasileiro; (ii) relevância técnica e econômica do sistema de transmissão elétrica; e (iii) história da energia e da transmissão de energia elétrica no país.

2.1 Características do mercado de transmissão de energia elétrica brasileiro

A transmissão de energia elétrica possui características da indústria de rede, assim como o fornecimento de água, de gás encanado e das telecomunicações. As indústrias de rede compõem um segmento da economia em que, para desenvolver suas atividades econômicas, é necessária a implantação de uma malha que constitui um sistema interconectado para transportar e distribuir seus respectivos produtos (DIAS, 1997). Portanto, a rede é o meio por onde se conectam tanto fornecedores quanto usuários.

Para Dias (1997), existem algumas características básicas para estes tipos de indústrias. Dentre elas o autor destaca: (i) necessidade de equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda; (ii) certa imprevisibilidade da demanda; (iii) montante significativo de investimento inicial; (iv) presença de economia de escala; (v) confiabilidade no sistema; (vi) coordenação de fluxo, entre outras. Aproveitando a crescente demanda e o ganho de escala, ao longo da história, as indústrias de rede foram-se estruturando, iniciando a exploração de mercados locais, posteriormente regionais ou mesmo nacionais e, em vários casos, em mercados internacionais.

Essa conduta propiciava, muitas vezes, a formação de um modelo territorial de cunho monopolista, inclusive por parte da participação de empresas públicas (JUNIOR, 2007). De maneira geral, esse é o caso da indústria de energia elétrica, que é classificada como uma indústria de rede e fundamentada pelas bases teóricas de monopólio natural, sobretudo nos seus segmentos de transmissão e de distribuição.

Segundo Junior (2007), as condições necessárias para caracterizar uma estrutura, presente em determinados segmentos da economia, como sendo um monopólio natural são: (i) vender um produto essencial; (ii) vender um produto de difícil estocagem; (iii) ter vínculo de obrigação de fornecimento; e (iv) beneficiar-se do ganho em escala. Esse é exatamente o contexto no qual a transmissão de energia elétrica está inserida.

A transmissão de energia elétrica no Brasil (ou em qualquer parte do mundo) é, assim, considerada um monopólio natural e, por isso, o valor cobrado dos usuários finais precisa ser controlado, já que ele os agentes que atuam nesse segmento não sobre competição em suas regiões de atuação. Conforme Mankiw (2009), os monopólios surgem basicamente de três formas:

- (i) Existência de recursos monopolísticos, como quando apenas uma empresa possui um recurso chave exclusivo, ou quando ela tem um direito exclusivo de propriedade, ou mesmo quando os custos de produção tornam um único produtor mais eficiente que outros, o que constitui uma barreira de entrada para a existência de concorrência;
- (ii) Monopólios criados pelo governo, como os direitos autorais, as leis de patentes e, ou, em função da criação de políticas motivadas por interesses públicos. Os benefícios são os incentivos às atividades criadoras e os seus custos são evidentemente os preços monopolísticos;
- (iii) Monopólios naturais, que são caracterizados quando o custo diminui sempre em resposta ao aumento de uma unidade produzida. Tem-se, aí, um custo marginal desprezível, havendo economias de escala para todas as faixas de produção. Além disso, não é interessante ter no mercado mais de uma empresa porque não seria lucrativo para nenhuma delas dividir o mesmo mercado (MANKIW, 2009).

No caso da transmissão de energia elétrica, para levar grandes blocos de energia das geradoras até as distribuidoras, uma empresa precisa construir uma rede de linhas de transmissão. Se duas ou mais empresas competissem na prestação desse serviço para o mesmo traçado, cada empresa teria que arcar com o custo fixo da construção do sistema. Assim, o custo

total médio do transporte da energia elétrica é menor se uma só empresa for responsável por todo o mercado.

D'Araujo (2009) destaca que, as semelhanças da teoria do monopólio natural com o sistema de transmissão brasileiro não são meras coincidências. Os investimentos dos setores de infraestrutura, geralmente, possuem uma série de características que justificam historicamente a intervenção de governos.

Fora a questão já mencionada sobre a economia de escala, os investimentos são intensivos em capital, e possuem prazos longos de maturação. Geralmente, necessitam de condições financeiras especiais para mitigar riscos provocados pelo desencontro entre o prazo de maturação do investimento e o cronograma de pagamento do financiamento, além de geralmente necessitarem, complementarmente, de financiamento público (D'ARAÚJO, 2009).

Inclusive, tais investimentos são sujeitos às obrigações jurídicas de fornecimento, pelo fato de os serviços serem considerados básicos para as atividades econômicas e sociais. Por esta razão, esses serviços são definidos como serviços públicos, embora este conceito tenha um forte caráter histórico e cultural no sentido de prevalecer a noção de serviço cuja provisão deve ser garantida pelo Estado (D'ARAÚJO, 2009).

Ainda com relação ao monopólio natural da transmissão, Terry (2013) indica que, embora haja uma crença bastante disseminada para a livre competição na transmissão, no Brasil parece ser inviável. Deste modo, não somente a transmissão, mas também a geração, devem ser reguladas. Somente assim se viabiliza uma rede de transmissão única e neutra, condição indispensável para a introdução de um regime de livre mercado para a energia elétrica.

Atualmente no Brasil, a operação do sistema de transmissão é centralizada, assim elimina a autonomia nas decisões produtivas dos agentes em favor da eficiência produtiva conjunta das linhas de transmissão e subestações. Na prática, os sistemas de transmissão são arrendados de seus proprietários e a operação é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (TERRY, 2003).

2.2 Relevância técnica e econômica do sistema de transmissão elétrica

Com relação à relevância técnica, o Brasil é um país de dimensões continentais, cujos polos geradores estão distribuídos por todo o território, assim como os consumidores. Nesse contexto, um grande desafio se constrói em prover e ampliar a oferta de energia elétrica, assim como conectar a todos, tanto geradores quanto consumidores, de forma integrada, segura, rentável e sustentável.

A geração de energia elétrica pode ser obtida por meio de várias tecnologias, cada uma associada a diferentes peculiaridades, de custos, de impactos socioambientais e de localização geográfica. Alguns exemplos de fontes geradoras de energia elétrica são: a hidráulica, a eólica, a térmica a gás natural, a térmica a carvão, a térmica a biomassa, dentre outros. (EPE, 2016).

Assim como demonstrado na Figura 4, nota-se que o Brasil explora diversas fontes para produção de energia elétrica em diferentes proporções. A fonte de energia mais explorada para produção de energia elétrica é a hidráulica, responsável por 64% da potência elétrica instalada, em 2016 (EPE, 2016).

Figura 4 –Potência instalada da matriz elétrica brasileira, em 2016

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do PDE 2014 da EPE (2015).

Por depender da energia dos rios, os geradores hidroelétricos nacionais estão concentrados nas bacias hidrográficas brasileiras, as quais algumas são, relativamente, próximas aos centros de carga, como a Bacia do Paraná, e outras mais distantes como a Bacia Amazônica.

Mesmo distante, a Bacia Amazônica é explorada por grandes e importantes empreendimentos geradores como, por exemplo, a Usina Hidrelétrica de Tucuruí no estado do Pará – com capacidade instalada de 8.370 MW –, a Usina de Jirau, no estado de Rondônia – com capacidade de 3.750 MW –, a Usina de Belo Monte, no estado do Pará – com capacidade de 11.233 MW – e a Usina de Teles Pires entre os estados de Mato Grosso e Pará – com capacidade de 1.820 MW.

Outra questão que se coloca é o desafio do transporte de grandes blocos de energia como, por exemplo, o caso da bacia hidrográfica da Amazônia, com potencial estimado em mais de 100 mil MW para os grandes polos de consumo do Sul e Sudeste, localizado cerca de 2,5 mil km de distância (SANTOS, 2011). Vale ressaltar aqui que o intercâmbio de blocos de energia acontece entre todos os outros subsistemas elétricos do Brasil. Verifica-se (Figura 5) que, em 2016, a Região Amazônica exportou 10.432 MW médios para a Região Nordeste e a Região Sul 21.420 MW médio para Região Centro-Oeste Sudeste.

Figura 5 - Intercâmbio de energia elétrica entre subsistemas do Brasil (MW médio)

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016: ano base 2015 (EPE, 2016).

Outra função, já citada anteriormente, trata da realocação da energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas em determinados locais de diferentes regiões onde são geradas. Assim, é possível gerir mais eficientemente a geração hidráulica, consumindo os reservatórios de forma compassada com os eventos climáticos, programando seus volumes de espera e transformando, mais eficazmente, água em kWh (D'ARAÚJO, 2009).

Pensando no âmbito econômico, o emprego do sistema de transmissão aparece como uma alternativa barata e rápida para o atendimento das demandas de energia elétrica para os locais isolados, mediante os custos e o tempo para a construção de novas usinas geradoras. Além disso, há a questão da influência sobre o preço da energia elétrica no mercado, visto que a transmissão integrada possibilita a flexibilidade no atendimento dos mercados consumidores, combinando despachos entre os geradores, distribuídos pelo território nacional, interferindo na questão da oferta e demanda (D'ARAÚJO, 2009).

No que tange o aspecto político, os sistemas de transmissão, bem como toda a cadeia do setor elétrico, desempenharam um papel relevante na condução das políticas públicas do país. Por um determinado período da época estatal do setor elétrico, houve o uso político intensivo da infraestrutura do setor como meio para obtenção de financiamentos internacionais. Deste modo, por meio dos aportes financeiros, o Estado viabilizava programas, ações e atividades com objetivo de influenciar os cidadãos brasileiros (MÜLLER-MONTEIRO, 2007).

Muller (2007) ainda aponta que, durante o período estatal do setor elétrico no Brasil, a manipulação das tarifas elétricas como meio anti-inflacionário, independentemente dos custos de produção, era algo existente. A sequele da gestão foi a diminuição progressiva das receitas por parte das empresas do setor elétrico. Consequentemente, os investimentos em infraestrutura foram comprometidos exatamente em um momento da história brasileira de maior demanda por eletricidade nos processos produtivos (VILLELA, 1996).

Economicamente e financeiramente, para o consumidor final, os custos de transmissão não representam a parcela mais significativa da conta de energia elétrica. Conforme Gomes (2012), a parcela dentro da composição da conta de energia elétrica, responsável pela transmissão, está por volta de 4%, enquanto que a distribuição, a geração e os tributos representam, respectivamente, 19%, 31% e 34%, como mostra a Figura 6.

Figura 6 – Composição da conta de energia elétrica, no Brasil, em 2012

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados de GOMES (2012).

Já segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), com relação à destinação dos recursos proveniente das contas de energia elétrica, considerando uma média incluindo todos os consumidores brasileiros, a parcela atribuída para a transmissão gira em torno de 2,9%, a menor parcela, quando comparada à distribuição responsável, 16,9%. Já a compra de energia com 35,7%, e os encargos e tributos com 44,5% (Figura 7). Os impostos e tributos são: Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Somente o ICMS, que varia de estado para estado, pode responder, sozinho, por mais de 30% da conta de luz (ABRADEE, 2015).

Figura 7 - Composição tarifária média do Brasil, em 2015

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados de ABRADEE (2015).

Para os agentes de transmissão, a atividade comercial, como qualquer serviço de concessão pública, é caracterizada por rentabilidade financeira compatível com contratos que asseguram fluxo de caixa ao longo do prazo. Desse modo, procuram assegurar-se com contratos consistentes e qualidade das condições institucionais que lhe dão suporte político, jurídico, fiscal e financeiro.

Conforme EPE (2015), com relação aos investimentos no setor elétrico, o governo federal anunciou, no final de 2015, o Programa de Investimento em Energia Elétrica (PIEE). O objetivo do programa é ampliar a oferta de energia elétrica no país e fortalecer o sistema de transmissão, garantindo o abastecimento e contribuindo com o crescimento econômico do país (EPE, 2015).

Para tanto, o programa espera assegurar investimentos da ordem de R\$ 186 bilhões. Deste total, R\$ 70 bilhões serão destinados à execução de 37,6 mil quilômetros de linhas de transmissão, entre os anos de 2015 e 2018, e R\$ 39 bilhões nos anos seguintes (EPE, 2015).

2.3 História da energia e a transmissão da energia elétrica no Brasil

O século XIX compreende um período com grandes marcos da história sob o ponto de vista da energia elétrica, pois foi durante este período que a indústria da energia elétrica foi difundida mundialmente, fato este que modificou o estilo de vida da humanidade e que ainda exerce grande influência nas nossas vidas. Lembrando que o desenvolvimento da energia elétrica é encarado apenas como um estágio posterior do processo revolucionário iniciado com a descoberta da energia a vapor (COSTA, 2002).

Traçando uma linha do tempo na história da energia e sua transmissão, em 1879, Thomas Edison desenvolveu e aprimorou a lâmpada incandescente, basicamente, semelhante àquela utilizada nos dias de hoje. Com total capacidade para atender, sob vários aspectos, as necessidades requeridas para a iluminação, a nova descoberta demonstrou ser grande concorrente da iluminação a gás natural, usualmente empregada em vários países no mundo naquela época. Anos depois, Edison comandava a primeira central americana de serviço público de geração e distribuição de eletricidade, em Nova Iorque.

No que tange ao cenário nacional, o Brasil, durante o século XIX, era um país que, fundamentalmente, dependia da energia motriz proveniente de animais e corredeiras de rios, energia térmica da queima de carvão vegetal e mineral, óleos animais, minerais e vegetais. Assim, era possível mover as máquinas rudimentares existentes e pequenos centros fabris de tecidos, engenhos, beneficiamento de café, açúcar, couros, fumo, cacau, borracha, entre outros (BENÍCIO, 1977).

No Brasil, o do governo do Imperador Dom Pedro II foi o responsável por inserir no país as novas tecnologias relacionadas à iluminação e à energia elétrica na época do império. Em meio a um forte senso de progresso, que incluía a eletricidade como inspiração tecnológica, Dom Pedro II se mostrou atento às novas descobertas, introduzindo no país as tecnologias que se expandiam pelo mundo. Já em 1873, o imperador, do Rio de Janeiro falava por telégrafo elétrico com Salvador, Recife e Belém. Meses depois, instalou cabos submarinos conectando o Brasil com a Europa (CHUAHY, 2002).

Em 1879, Dom Pedro II acompanhou a primeira instalação de iluminação elétrica permanente na Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II, local conhecido, atualmente, como Central do Brasil, na cidade do Rio de Janeiro. O sistema era alimentado por um equipamento denominado locomóvel, o qual produzia energia motriz aos dínamos por meio de vapor (CHUAHY, 2002).

Ainda com o propósito de iluminação, em 1881, foi instalado a primeira iluminação externa pública do país na Diretoria Geral dos Telégrafos no Rio de Janeiro, onde hoje é parte da Praça da República. Em 1883, a cidade de Campos, também no Rio de Janeiro, sediou o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul, inaugurado pelo imperador (SILVA, 2011).

Somente em 1884, a iluminação pública expandiu para os outros estados, sendo instalada na cidade de Rio Claro, estado de São Paulo. Ainda que houvessem tecnologias que explorassem fontes primárias de energia hídrica, a energia elétrica desses sistemas elétricos brasileiros, do final da década de XIX, eram predominantemente geradores elétricos alimentados por fontes térmicas (ELETROBRÁS, 2017).

O primeiro aproveitamento hidrelétrico no Brasil é datado de 1884 na região de Diamantina, esta do Minas Gerais. Os dínamos instalados em uma queda d'água de cinco metros de altura eram de uso privado, utilizados para a iluminação da região que possuía como principal atividade econômica a exploração de mineral (SILVA, 2011).

Muito embora os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo tenham sido os precursores da indústria elétrica, a primeira capital brasileira a dispor de iluminação pública no

país foi Porto Alegre – RS, em 1887. A termelétrica Velha Porto Alegre, da Companhia Fiat Lux, utilizava lenha como combustível e possuía um dínamo de 160 kW.

Apenas em 1889 foi construída a primeira usina hidroelétrica de maior porte na cidade de Juiz de Fora – MG. A usina gerava energia elétrica para a fábrica de tecidos e para a iluminação pública da cidade, por meio de dois grupos geradores de 125 kW cada, posteriormente acrescentado mais um grupo gerador de 125 kW.

Com a proclamação e subsequente implantação da República, em 1889, tornou-se essencial à procura de fontes seguras e confiáveis para manter o crescimento da demanda por eletricidade, especialmente quanto ao consumo em forma de iluminação pública, doméstica e industrial.

O uso da energia elétrica por parte do setor de transportes foi outra aplicação que se mostrou muito promissora no Brasil, o bonde elétrico, implantado em 1892 no Rio de Janeiro, pela Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico, foi a primeira linha de bondes elétricos instalados em caráter permanente no país. A linha inaugurada durante a presidência de Floriano Peixoto era pequena e ligava alguns bairros como Botafogo, Catete, Laranjeiras e Flamengo.

Em São Paulo, a Usina de Monjolinho, no município de São Carlos, foi a primeira usina hidrelétrica do estado, e a segunda do país, que entrou em operação no ano de 1893; com capacidade instalada de 100 kW. Tal Usina foi construída pela Empresa Elétrica de São Carlos. Já o primeiro aproveitamento hidráulico no estado do Rio de Janeiro ocorreu, primeiramente, em 1896 com a hidrelétrica Itamarati, no município de Petrópolis. A usina possuía quatro grupos geradores com 648 kW de potência e pertencia ao Banco Construtor do Brasil, que destinava sua energia para a iluminação de Petrópolis – RJ (BAER e MCDONALD, 2009).

No mesmo ano, 1896, o estado do Amazonas recebeu a instalação da primeira termelétrica do Brasil, localizada no município de Manaus; a usina utilizava lenha como combustível e possuía uma unidade geradora com 68 kW de potência. Já no Pará, houve a inauguração da termelétrica Belém I, localizada no município de Belém, esta Usina foi construída pela Companhia Urbana de Estradas de Ferro Paraense e contava com oito máquinas a vapor produzindo energia para a iluminação pública, privada e transporte.

Para o estado de Minas Gerais, os anos de 1897 e 1898 foram marcantes, principalmente para a cidade de Belo Horizonte, pois além da sua própria inauguração, a cidade recebeu o serviço de iluminação elétrica. Houve também a criação da Companhia Força e Luz de Minas Gerais, concessionária dos serviços de energia elétrica nos municípios de Belo Horizonte, Itabira e Santa Bárbara.

Mas é no final do século XIX, mais precisamente em 1899, que desembarcou no Brasil uma empresa fundada em Toronto, Canadá, a São Paulo Railway, Light and Power Company Limited. De olho no crescimento vegetativo e demanda por serviços vinculados à eletricidade, a Light instalou-se no Brasil.

A Light iniciou sua operação na cidade de São Paulo e detinha o monopólio dos serviços de bondes elétricos e do fornecimento de energia elétrica. A primeira linha de bondes da empresa, que ligava o bairro da Barra Funda à região central da cidade, com energia gerada por usina a vapor de 550 kW, foi inaugurada em 1900, mesmo ano da incorporação da Companhia de Água e Luz do Estado de São Paulo, fundada em 1886.

2.3.1 A partir do século XX

De maneira geral, entre o final do século XIX e início do século XX, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foram organizados no Brasil de forma isolada e independente. Quanto ao financiamento desses serviços, a dependência de capital privado estrangeiro era predominante. Os serviços eram orientados para atender os maiores centros urbanos, sendo regulados por contratos específicos a cada concessão e municipalidade.

A partir de 1900, o sistema elétrico de maior porte foi implantado em torno das cidades de São Paulo e Rio de Janeiro pelas concessionárias da *holding* canadense Brasil Light. A Light absorveu diversas empresas públicas e privadas de atuação municipal, como a Companhia Ituana de Força e Luz (1903), a Empresa Luz e Força de Jundiaí (1904), a Companhia Força Jacareí-Guararema (1910), a Companhia Força e Luz Norte de São Paulo, a Empresa de Eletricidade São Paulo e Rio e a Empresa Hidro Elétrica da Serra da Bocaina, as três últimas datando do ano de 1911. Em 1912, passou ao controle da Brazilian Traction Light & Power Company Ltd, *holding* do grupo Light no Brasil.

Em 1901, entra em operação a Usina Hidrelétrica Parnaíba, pertencente à São Paulo Railway, a Light & Power Company Ltd. Esta usina situa-se no rio Tietê, município de Santana do Parnaíba - SP, que, inicialmente, possuía 2.000 kW de capacidade instalada. A distância do empreendimento de geração em Santa do Parnaíba, para o polo consumidor da cidade de São Paulo, evidencia a inevitável trajetória e importância do segmento da transmissão de energia elétrica brasileira dentro de um sistema de potência. Ao passo que os recursos próximos vão se esvaindo ou então se tornando não mais compatíveis com o volume das necessidades de produção, assim, inevitavelmente, há a busca de recursos mais distantes, a fim de atender a demanda.

Em 1905, é criada a Rio de Janeiro Tramway Light & Power Company, de capital canadense e norte-americano, iniciando sua atuação no fornecimento de energia elétrica, iluminação, transportes e telefonia no município do Rio de Janeiro. Adquiriu diversas empresas, como a Rio de Janeiro Gaz Company, responsável pelos serviços de gás e iluminação elétrica, a Companhia de Bondes de Vila Isabel, a Estrada de Ferro do Corcovado, a Companhia Ferro-Carril Carioca e a Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico, no setor de transportes, além da Rio de Janeiro Telephone Company. A partir de 1912, a Rio de Janeiro Tramway Light & Power Company passou ao controle da Brazilian Traction, Light & Power Company Ltd, *holding* do grupo Light no Brasil.

No mesmo ano de criação da Light do Rio de Janeiro, em 1904, ocorre também a criação da empresa Guinle & Companhia, sucessora da Aschoff & Guinle, empresas essencialmente de Cândido Gafrée e Eduardo Guinle – empresários com atuação na importação de tecidos e na construção de estradas de ferro, além da concessionária, através da Companhia Docas de Santos, da construção e da exploração do porto de Santos.

A Guinle & Companhia participava, inicialmente, da indústria elétrica através da importação e comércio de artigos elétricos, especialmente da General Electric, além da construção de usinas e linhas de transmissão nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul. Um exemplo de suas obras é a Usina Hidrelétrica Piabanha, com 9.000 kW no município de Três Rios – RJ. Em 1909, a Guinle & Companhia tornou-se a acionista majoritária da Companhia Brasileira de Energia Elétrica, para a qual foram transferidas suas concessões para serviços de energia elétrica, bondes e telefonia.

A Companhia Brasileira de Energia Elétrica foi responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de algumas cidades no estado do Rio de Janeiro, como Niterói e São Gonçalo. Implantou a primeira linha de bondes da cidade de Petrópolis e a subestação Rio da Cidade, a cerca de 30 km da Usina Hidrelétrica Piabanha, com seis linhas de transmissão que atendiam também Rio de Janeiro e Niterói. A empresa atuava ainda no estado da Bahia, a partir da transferência dos direitos de exploração feita pela Guinle & Companhia.

Em 1912, a Light se reestruturou e criou a empresa Brazilian Traction, Light and Power Empresa Cliente Ltd, unificando as empresas São Paulo Tramway, Light & Power Company e Rio de Janeiro Tramway, Light & Power Company, responsáveis pela maior parte dos serviços de energia elétrica do Brasil. Esse foi o início de um processo de monopolização (SÁEZ e COSTA, 2013).

No mesmo ano surgiu a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), iniciativa de empreendedores brasileiros que, nos anos seguintes, incorporaram uma série de empresas locais, como a Empresa Força e Luz de Botucatu, em 1905, a Empresa Força e Luz de São Manoel e a Companhia Elétrica do Oeste de São Paulo, em 1913, a Empresa Força e Luz Agudos-Pederneiras, em 1914, e em 1919, a Empresa de Eletricidade de Bauru. A CPFL, aglutinando todas estas empresas locais, representou uma das primeiras tentativas de criação de um sistema integrado de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica no interior do estado de São Paulo (GOMES, 1986).

Na década de 1920, com a ampliação de várias empresas, tanto de capital privado quanto público, explorando os recursos hídricos com objetivo energético, ocorreu a intensificação das discussões a respeito de políticas públicas. Tais circunstâncias resultaram no que veio a ser o primeiro órgão oficial relacionado à política setorial – a Comissão Federal de Forças Hidráulicas do Ministério da Agricultura.

O ano de 1927 foi um ano de destaque, pois, nesse período, iniciou-se no país um processo de mudanças econômicas, sociais e políticas. Foi um ano também marcado pela entrada de um forte agente no mercado de energia elétrica, responsável por várias alterações no cenário energético nacional, a American & Foreign Power Company (Amforp). A Amforp foi fundada em Nova York, em 29 de julho de 1927, e veio para o Brasil sob o nome de Empresas

Elétricas Brasileiras S.A., posteriormente, chamada Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (BENÍCIO, 1977).

A Amforp foi um grupo que conseguiu ter uma atuação de até 70% do setor de distribuição de energia elétrica no país, tendo sua origem na empresa estadunidense Electric Bond & Share Corporation (Ebasco), controlada pela General Electric. Inicialmente, o objetivo da Ebasco era explorar os mercados pujantes da América Latina, porém foi no Brasil que obtiveram grande sucesso, não somente nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, mas, também, em transportes e telecomunicações (GOMES, 2012). Com um plano de incorporação agressivo, adquiriram o controle acionário de várias concessionárias nacionais e estrangeiras que atuavam em vários estados, por exemplo:

- Companhia Paulista de Força e Luz (São Paulo, 1927);
- Companhia Força e Luz do Nordeste (Maceió, 1927);
- Companhia Energia Elétrica da Bahia (Salvador, 1927);
- Companhia Linha Circular de Carris da Bahia (Salvador, 1927);
- Pernambuco Tramway & Power Company (Recife, 1928);
- Telephone Company of Pernambuco Limited (Recife, 1928);
- Companhia Central Brasileira de Força (Vitória, 1928);
- Companhia Brasileira de Energia Elétrica (Niterói, 1928);
- Companhia Força e Luz do Paraná (Curitiba, 1928);
- Companhia de Energia Elétrica Rio-Grandense (Porto Alegre, 1928);
- Companhia Força e Luz do Nordeste do Brasil (Natal, 1929);
- Companhia Força e Luz de Minas Gerais (Belo Horizonte, 1929);
- Companhia Tração Luz e Força de Florianópolis (Florianópolis, 1929);
- The Rio Grandense Light & Power Syndicate (Pelotas, 1930).

A presença dos grupos Light e Amforp aceleraram a concentração e a centralização das empresas concessionárias em um modelo monopolista de capital privado internacional, sendo responsáveis, durante algum tempo, por cerca de 80% da distribuição de energia elétrica no país.

Mesmo assim, embora a concentração do sistema, sob o comando de basicamente duas empresas, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica ainda estavam

e se mantiveram organizados sob a forma de sistemas independentes e isolados, não obedecendo a quaisquer planificações sistêmicas. Essa fase inicial foi caracterizada, institucionalmente, pela ausência de uma legislação específica (JUNIOR, 2007).

A partir da década de 1930, o Estado intensifica iniciativas intervencionistas na gestão do setor de águas e energia elétrica devido, principalmente, aos impasses tarifários, escassez da energia elétrica e a crise de suprimento durante a nascente indústria brasileira do pós primeira guerra mundial. O governo federal tomou diversas atitudes que modelaram o setor de transmissão de energia elétrica, partindo do movimento de estatização das empresas privadas (GOMES, 1986).

Para Caldas (2007), a Revolução de 1930 constituiu um marco na modernização brasileira, pois conduziu Getúlio Vargas ao poder, modernizando a legislação brasileira, particularmente no campo da energia. Getúlio, em 1934, além da publicação da Constituição de 1934, propôs várias intervenções e mudanças no setor energético (CALDAS, 2007).

Em 27 de novembro de 1933, a cláusula-ouro foi abolida pelo governo através do Decreto presidencial nº 23.501, que garantia às empresas monopolistas estrangeiras aumentos contínuos e sistemáticos das tarifas, que não vinculados ao custo de suas operações no exercício de desenvolver, manter e operar seus sistemas (CHUAHY, 2002).

Em 1934, o Código de Águas foi promulgado pelo governo, assegurando ao poder público a possibilidade de controlar, rigorosamente, as concessionárias de energia elétrica. Segundo Chuahy (2002), a legislação alterou o sistema de concessões, orientando a nacionalização progressiva das fontes de energia hidráulica à defesa econômica, militar e ambiental do Brasil. Além de permitir um maior controle sobre as concessionárias por parte do Estado, o Código de Águas é considerado a primeira legislação ecológica do Brasil.

O Código de Águas atribuiu ao Estado o poder de autorizar ou conceder o aproveitamento de energia hidráulica, seja para a geração, a transmissão, a transformação e, ou, a distribuição de energia. O Código de Águas também estabeleceu a estrutura tarifária sob a forma de serviço pelo custo, limitando em 10% o lucro sobre o capital investido e instituindo o princípio do custo histórico na avaliação do capital para o cálculo dos lucros permissíveis (CHUAHY, 2002).

Para Tolmasquim (2011), a União passou a centralizar a outorga de todas as fases da indústria de energia elétrica: geração, transmissão e distribuição. Para isso, vários atos normativos foram editados, consolidando o domínio regulatório do Estado, passando a ser, além de regulador, um Estado empreendedor.

Pela Lei nº 1.285, de 18 de maio de 1939, o presidente Getúlio Vargas criou o Conselho Nacional de Águas e Energia (CNAE) para cuidar dos aspectos de suprimento, regulamentação, contrato e tarifa referentes à indústria de energia elétrica do país. Subordinado diretamente à Presidência da República, também possuía a responsabilidade pela interconexão dos sistemas elétricos e pela elaboração de planos de aproveitamento de fontes de energia. A partir de 1954, o CNAE foi incumbido de realizar a execução e fiscalização do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e do Fundo Feral de Eletrificação (FFE). Suas atribuições foram transferidas para o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) em 1965, departamento que, atualmente, faz parte do Ministério das Minas e Energia (MME).

Com todas estas ações, o Estado passou a desempenhar papel de liderança na exploração do potencial energético. Assim, partiu a iniciativa em direção ao primeiro Plano Nacional de Eletrificação.

Dentre os vários objetivos do Plano Nacional de Eletrificação, alguns eram constituídos pela identificação da necessidade de integrar eletricamente regiões por meio de sistemas de transmissão, realizar o levantamento potencial de geração e elaborar a estimativa sobre o montante de recursos financeiros necessários para os investimentos (LORENZO, 2002).

Ainda conforme Lorenzo (2002), o Plano Nacional de Eletrificação apontava a criação da Eletrobras, empresa semelhante à Petrobras, com forte presença e articulação no mercado elétrico. Porém, por questões de pressões políticas, a questão sobre a criação da Eletrobras foi retomada somente mais tarde.

Muitas dessas iniciativas intervencionistas por parte do governo se deram em resposta a um cenário marcado pelas guerras mundiais. Vale lembrar que o mundo vivenciava a Segunda Guerra Mundial, e sob esta conjuntura, havia uma crise de suprimentos de energia, que exigia um maior controle e planejamento dos recursos (GOMES, 2012).

A criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), em 1945, também foi uma outra iniciativa intervencionista por parte do governo federal. Esta foi a primeira empresa estatal federal com o objetivo principal de desenvolver o potencial energético múltiplo do Rio São Francisco e que, portanto, culminou na construção de uma grande usina hidroelétrica na cachoeira de Paulo Afonso (CALDAS, 2007). Intensificado pela ampliação da demanda por energia elétrica, também devido ao crescimento da industrialização brasileira, o Estado seguiu assumindo uma série de construções de grandes usinas e instalações de sistemas de transmissão.

Os estados por sua vez, com algumas exceções, também assumiram parte das responsabilidades relativas ao fortalecimento da infraestrutura energética, seja ela de geração ou de transmissão. Tal qual a União, algumas empresas estaduais foram criadas, como a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), a Companhia Energética de São Paulo (CESP), a Companhia Paranaense de Energia (Copel), a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), entre outras (TOLMASQUIM, 2011).

Inclusive a CEEE, tal como o governo federal, elaborou, em 1945, um Plano de Eletrificação do Estado do Rio Grande do Sul, o primeiro de âmbito estadual do Brasil. O plano pretendia apontar o desenvolvimento do estado a respeito da oferta de energia elétrica, bem como fortalecer a participação do governo estadual na geração e distribuição de energia elétrica.

Posteriormente, outros estados acompanharam a iniciativa da CEEE, como é o caso da Cemig. Semelhantemente a CEEE, a Cemig foi criada para construir e explorar sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no estado de Minas Gerais. Sendo assim, iniciou suas atividades com base no Plano de Eletrificação do Estado de Minas Gerais de 1950.

Mesmo após a saída de Getúlio Vargas da presidência em 1945, uma série de políticas públicas, no setor energético, seguiam a mesma orientação voltada ao fortalecimento e a participação do Estado, como pode ser notado através do surgimento de várias outras empresas públicas não somente com atuação direta no setor energético, mas, também, empresas públicas que de alguma forma dariam suporte ao setor.

Já sob o segundo governo Vargas, pela Lei nº 1.628, de 20 de junho de 1952, finalmente foi criado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), que passou a se chamar, posteriormente, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em maio de 1982. Embora criado somente em 1952, o BNDE foi um projeto discutido desde a década de 1930.

Após várias análises técnicas e políticas, o BNDE surgiu em resposta a necessidade de transformações no sistema produtivo, oferecendo suporte num plano cujo objetivo central era superar os obstáculos no ritmo do desenvolvimento nacional, fornecendo amparo financeiro da manutenção e expansão dos serviços básicos de infraestrutura, em especial dos serviços de transporte e de energia elétrica.

O BNDE teve fundamental importância no início da história do setor elétrico brasileiro, pois assumiu a gestão do principal mecanismo de captação de recursos financiadores dos projetos de eletricidade a partir da década de 1950 (SZMRECSÁNYI e SUZIGAN, 1993). Em 1954, pela Lei nº 2.308, de 31 de agosto, o BNDE foi designado a administrar o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE), até a criação da estatal Eletrobras (TOLMASQUIM, 2011). O FFE e IUEE já estavam previstos na Constituição de 1946; ambos constituíam uma fonte destinada, exclusivamente, à manutenção e ampliação do setor elétrico.

Outro fato importante, ainda na década de 1950, com participação do BNDE e alinhado às políticas do governo federal, foi a criação, pelo Decreto-Lei nº 41.066, de 28 de fevereiro de 1957, da Central Elétrica de Furnas. Seu objetivo inicial era desenvolver o potencial hidráulico do Rio Grande e prover recursos energéticos para a Região Sudeste.

Na constituição societária inicial de Furnas, participaram o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), as Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. (Cemig), o Departamento de Águas e Energia Elétrica de São Paulo e a São Paulo Light – agora então controlada pela American & Foreign Power Company (Amforp), representada pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

O início da década de 1960 foi caracterizada por certa decadência econômica, especialmente quando comparado com o crescimento econômico da década anterior, cuja

grande importância se deu por meio do modelo econômico estadista imposto pelo governo federal e continuada pelos governos estaduais. A conjuntura econômica apresentava sinais de inflação e certa insegurança, resultando na desaceleração e até mesmo na paralização de empreendimentos de infraestrutura (JUNIOR, 2007).

Ainda assim, por meio da Lei nº 3.782, de 22 de julho, sob o governo do Presidente Juscelino Kubitschek, no contexto do Plano de Metas, em 1960, foi criado o Ministério das Minas e Energia, responsável por tratar de assuntos relativos à produção mineral e energia, que estavam sob a responsabilidade de vários outros órgãos, como o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) e a Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) do Ministério da Agricultura.

Outro marco significativo na trajetória histórica do setor elétrico brasileiro se deu entre os anos de 1961 e 1962. Criada durante a presidência de Jânio Quadros e constituída em 1962, sob o governo do Presidente João Goulart, surgiram as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), que possuía como objetivo coordenar tecnicamente, financeiramente e administrativamente o setor de energia elétrica brasileiro, incorporando as aplicações realizadas, até então, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) (ELETROBRÁS, 2017). Como *holding* federal, reuniu, até então, as quatro subsidiárias federais: a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), a Central Elétrica de Furnas, a Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap), a Termelétrica de Charqueadas S.A. (Termochar) e as respectivas empresas associadas.

A Eletrobras integrou a Comissão de Nacionalização de Empresas Concessionárias de Serviços Públicos (Conesp), participando decisivamente do processo de compra das empresas do grupo estadunidense American & Foreign Power Company (Amforp), em 1964. A partir do Decreto nº 60.824, de junho de 1967, foi oficializado o Sistema Nacional de Eletrificação, consolidando assim a atuação da Eletrobras, cujo papel central era o de executor da política federal de energia elétrica (BORENSTAEIN e CAMARGO, 1997).

Ainda em 1962, o governo do Presidente de João Goulart estabeleceu o Empréstimo Compulsório. Isso significava que os consumidores de energia elétrica contribuíam com um empréstimo para a Eletrobras e, em 10 anos, poderiam resgatar seus empréstimos com juros. Segundo Tolmasquim (2011), esse modelo estatal com recursos do IUEE, dos recursos do

empréstimo compulsório e da receita garantida, constituíram uma sólida base financeira para a expansão do sistema elétrico, que funcionou até final de 1970.

O Empréstimo Compulsório sofreu várias alterações ao longo dos anos, mas sem dúvida, juntamente com o IUEE, representaram uma fonte importante para o financiamento do setor elétrico e consolidaram o domínio do Estado na expansão da oferta no setor elétrico, centralizando o financiamento, o planejamento, a coordenação, a supervisão da construção, a expansão e a operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição (CALDAS, 2007).

O processo de eletrificação do Brasil, portanto, se deu pela participação de várias companhias e de forma descentralizada, sem nenhuma coordenação unificada. Desta maneira, as empresas empregavam equipamentos de geração, transformação, transmissão e distribuição dos mais variados fornecedores e de acordo com a sua disponibilidade.

Foi somente em 1965, já sob a coordenação da Eletrobras, que o plano nacional de unificação de frequência em 60 Hz foi iniciado, padrão sugerido pela Comissão para a Unificação de Frequência, instituída pelo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE). O processo teve início no Rio de Janeiro, estendendo-se para os demais estados, o que constituiu um dos passos essenciais para permitir a interligação dos diversos sistemas de transmissão em funcionamento no país.

Em 1968, ocorreu a constituição das Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul), autorizada a funcionar através do Decreto nº 64.395, de 23 de abril de 1969. Diferentemente das outras empresas estatais federais absorvidas pela Eletrobras, a Eletrosul surgiu já como subsidiária das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), atuando, inicialmente, nos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

O início da década de 1970 foi um período com implicações importantes não só no mundo, mas também com fortes reflexos no Brasil. Nesse período ocorreu a crise do petróleo, que, resumidamente, foi caracterizada pelos embargos dos países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e Golfo Pérsico na distribuição de petróleo para os Estados Unidos e países da Europa.

A escassez de combustível fóssil no mercado internacional de petróleo levou o governo brasileiro a orientar a substituição do uso de derivados de petróleo pelo uso da eletricidade nas indústrias eletrointensivas. Essa diretriz resultou na urgência por novos investimentos na expansão do sistema elétrico. O cenário crítico energético mundial criou um quadro desfavorável para o Brasil em relação às implementações de políticas envolvendo grandes investimentos, pois, muitas vezes, as tomadas de crédito eram vinculadas a taxas de juros internacionais e ao dólar, que por sua vez sofriam forte crescimento neste período (LORENZO, 2002).

A última grande concessionária federal a ser constituída foram as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), autorizada a funcionar por meio do Decreto nº 72.548, de 30 de julho de 1973. A empresa, subsidiária das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), assumiu as incumbências do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Amazônia (Eneram), criado em 1968. Inicialmente, a área de atuação da empresa abrangia os estados do Amazonas, Pará, Acre, Norte do Mato Grosso, e os então territórios do Amapá, Roraima e Rondônia (ELETRONORTE, 2017).

O ano de 1974 também foi significativo para o setor elétrico, vale citar a instalação da empresa Itaipu Binacional. Com o objetivo de gerenciar a construção da Usina Hidrelétrica Itaipu, cujo capital controlado pela Eletrobras e pela estatal paraguaia Administración Nacional de Electricidad (Ande). No mesmo ano, a Eletrobras elaborou o Plano de Expansão para as Regiões Sul e Sudeste até 1990, conhecido como Plano 90. Foi o primeiro plano a estudar, de forma global, dois sistemas interligados.

No âmbito tarifário, pelo Decreto-Lei nº 1.373, de 10 de dezembro de 1974, a Eletrobras estudou a equalização tarifária em todo o território nacional, visando à redução das desigualdades regionais. Pelo mesmo decreto, foram também criados mecanismos para transferências intrassetoriais das empresas superavitárias e deficitárias (GOMES, 2012).

No ano seguinte, em 1975, o destaque ficou a cargo da entrada em operação da Usina Hidrelétrica Marimbondo, localizada no rio Grande. Sua construção foi realizada por Furnas, bem como o sistema de transmissão associado à usina como sendo o primeiro instalado na América Latina a operar na tensão de 500 kV. Neste período, o modelo praticado não havia a separação clara entre a geração e o serviço de transporte associado, principalmente em função

da dificuldade técnica para a implantação de um sistema de controle central que reunisse diversas empresas geradoras e respectivos sistemas de transmissão, que permitisse que seus sistemas elétricos operassem interligados com razoável confiabilidade, bem como em função das dificuldades comerciais de tais operações (GOMES, 2012).

Em 1979, o governo federal adquiriu as empresas do Grupo Light, o que deu origem à Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light), subsidiária da Eletrobras, atuando no Rio de Janeiro, e à Eletricidade de São Paulo S.A. (Eletropaulo), controlada pelo governo do estado de São Paulo. Ainda em 1979, a Eletrobras emitiu o Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica previsto para até o ano de 1995, conhecido como Plano 95. O documento reuniu em termos nacionais os aspectos mais relevantes para projetos em construção e em estudo pelo setor (ELETROBRÁS, 2017).

Nota-se que para todos os períodos – até 1985, 1986/1990 e 1991/1995 – o sistema de transmissão e interligação apresenta-se de forma estrutural fundamental. As empresas federais eram responsáveis pelas funções de produção e transporte de energia, enquanto que as empresas estaduais geravam, transportavam e distribuíam energia elétrica diretamente para os seus consumidores (CALDAS, 2007).

Eventualmente, a função de distribuição era separada das demais funções. Para Caldas (2007), a partir do final da década de 1970, dentre outros fatores, devido à crise do petróleo e pela redução do nível tarifário médio, resultante do processo de equalização e da utilização das tarifas como meio de controle da inflação, muda-se a estrutura de financiamento e reduz-se os aportes governamentais, aumentando a participação dos empréstimos no país e exterior. Em função disto, os recursos destinados a investimentos foram, progressivamente, direcionados ao pagamento de dívidas, dificultando a manutenção do ritmo de crescimento do sistema.

Em 1982, a Eletrobras altera o Plano 2000, documento dividido em três partes; a segunda parte do documento dispõe sobre a manutenção do planejamento e as estimativas dos custos dos sistemas de transmissão que estariam operando até 1995, denotando consciência da relevância do segmento no setor elétrico. Além disso, o Ministério das Minas e Energia cria o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), com a responsabilidade de coordenar o planejamento dos sistemas elétricos de todo o país, racionalizando investimentos e compatibilizando a expansão do sistema. O GCPS produziu, primeiramente, os Planos

Decenais de Expansão nas áreas de geração e transmissão, incluindo, posteriormente, a distribuição (ELETROBRÁS, 2017).

Já em 1984 entra em operação a Usina Hidrelétrica Tucuruí, da Eletronorte, primeira hidrelétrica de grande porte construída na Amazônia. Devido à localização deste empreendimento, exigiu-se, por parte da Eletronorte a implantação de um robusto sistema de transmissão interligado Norte-Nordeste, permitindo a transferência de energia hidrelétrica da Bacia Amazônica para a Região Nordeste.

O projeto contou com a construção de um sistema de transmissão de 500 kV, partindo da Usina Hidrelétrica Tucuruí, no rio Tocantins, em direção à Belém (PA) e à Usina Hidrelétrica Sobradinho, localizada no rio São Francisco. A instalação desse sistema possibilitou a desativação de várias usinas térmicas, acarretando numa relevante economia na importação de derivados de petróleo, além diminuir a insegurança energética que causava risco aos complexos industriais da região.

Tão importante quanto à Usina de Tucuruí, em 1984, entrou em operação a Usina Hidrelétrica Itaipu, segunda maior hidrelétrica do mundo com 14.000 MW de capacidade instalada. Para escoar a energia elétrica da Usina de Itaipu até os consumidores da Região Sudeste brasileira, em 1986 entrou em operação o sistema de transmissão de extra-alta-tensão Sul-Sudeste, utilizando linhas de corrente alternada de 750 kV e de corrente contínua de mais ou menos 500 kV (ELETROBRÁS, 2017).

Mesmo com a implantação de grandes empreendimentos, que, de fato, fortaleceram o sistema elétrico nacional, a década de 1980 caracterizou-se pela crise econômico-financeira devido ao agravamento da dívida externa brasileira. A partir de então, houve cortes dos investimentos estatais e, portanto, suspensões e atrasos na execução de empreendimentos. Gomes (2012) destaca, ainda, que a delonga na construção dos projetos provocou inclusive a elevação dos custos de implantação das obras.

Apesar desse contexto econômico nacional, o setor elétrico ainda foi utilizado como instrumento de ajuste econômico. Para conter a inflação, as tarifas elétricas foram manipuladas artificialmente para conter as escaladas dos preços e custos de produção (CALDAS, 2007). Caldas (2007) ainda aponta que os ativos da infraestrutura do setor elétrico foram utilizados

como garantia para capturar e assegurar recursos no exterior, visando ao equilíbrio da balança de pagamentos nacionais.

Diante do cenário econômico decadente, entre os anos de 1987 e 1988, a Eletrobras, com o objetivo de rever a estrutura organizacional do setor de energia elétrica, propôs o projeto Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE). Sob supervisão do Ministério de Minas e Energia (MME), mesmo suas propostas não tendo sido implementadas, foram fundamentais em função da sua influência nas reformas da década de 1990 (GOMES, 2012).

A partir da década de 1990, diversas mudanças ocorreram nos setores de infraestrutura do Brasil: privatizações, maior investimento externo, nova regulação vigente no setor, entre outros. Sob o governo do Presidente Fernando Collor de Melo, a Lei nº 8.031/1990 instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND). O PND tinha vários objetivos, entre eles, reordenar a posição estratégica do estado na economia, transferindo parte das obrigações para a iniciativa privada, contribuir para a dívida pública e permitir a retomada de investimentos em infraestrutura. Porém, a respeito do setor elétrico, as desestatizações foram iniciadas somente por volta de 1995 (BAER e MCDONALD, 2009).

Merecem destaque a Lei nº 8.631 e o Decreto nº 915 do ano 1993, que trouxeram diversas mudanças, como por exemplo, a criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), a eliminação da equalização tarifária, permitindo que as geradoras e as distribuidoras fixassem suas tarifas, em função dos custos de serviço, e o início do livre acesso à rede, como parte da estratégia para modernização do segmento de transmissão. Essas iniciativas mostram, claramente, a influência do modelo inglês e a tendência da busca de viabilizar a competição na geração, distribuição e comercialização de energia (CHUAHY, 2002).

Nos anos de 1994 e 1995, destacaram-se as Leis nº 8.967 e 9.074, que regulamentavam a criação do agente Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) e os preceitos de licitação para concessões de geração, transmissão e distribuição e dos critérios gerais a serem aplicados nas licitações e nos contratos de concessão no país. Esse novo cenário promoveu, portanto, um ambiente de competição no setor elétrico (GOMES, 2012). Inclusive, pelo Decreto nº 1.503, de 25 de maio de 1995, as empresas controladas pela Eletrobras foram incluídas no Programa

Nacional de Desestatização, que orientava a privatização dos segmentos de geração e distribuição.

2.3.2 Abertura de mercado do setor elétrico após a década de 1990

Para reverter o quadro de declínio do setor elétrico, em meados da década de 1990, foi adotada a política de privatização do setor. Com a aprovação de diversas emendas constitucionais e emissão de atos legislativos, foi consolidado um novo ambiente que viabilizou o modelo com total abertura e competição entre os agentes setoriais envolvidos.

A inauguração da nova fase do setor de energia elétrica brasileira aconteceu em 12 de julho de 1995. A licitação da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa), adquirida por um consórcio formado pela Iven S.A., integrada pelos bancos Pactual, Icatu, Citibank e Opportunity, e pela GTD Participações, formada por 11 fundos de pensão, adquiriu 77% do capital da empresa. O novo sistema de contratação e decisões de investimento estava agora nas mãos de agentes privados, e na sua maioria, estrangeiros, pois o setor elétrico brasileiro passou a mostrar-se um negócio atrativo a ser explorado (CHUAHY, 2002).

Em 1996, através da consultoria da empresa inglesa Coopers & Lybrand, contratada pelo MME, um projeto denominado Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) foi elaborado. O relatório apontava uma série de ajustes na legislação e a criação de órgãos que viabilizavam uma estrutura favorável ao ambiente de competição, eficiência, expansão e modicidade tarifária para o consumidor.

Foram consolidadas várias leis entre os anos de 1996 e 1998, que introduziram, dentre várias alterações, as seguintes modificações no setor de energia elétrica brasileira, em especial do segmento de transmissão: desverticalização dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização; criação do segmento de transmissão como um negócio independente, apesar de regulado; e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) – hoje substituída pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (GOMES, 2012).

Ainda entre 1996 e 1998, ocorreram várias privatizações do setor elétrico brasileiro, como por exemplo:

- Cachoeira Dourada S.A., primeira empresa geradora privatizada no país, adquirida pelo consórcio formado pela espanhola Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa), pela peruana Edegel e por fundos de investimento;
- Light Serviços de Eletricidade S.A., adquirida pela AES Coral Reef Inc., EDF Internacional S.A., Houston Industries Energy Inc., BNDES Participações e Companhia Siderúrgica Nacional (CSN);
- Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj), vendida pelo consórcio formado pela empresa chilena Chilectra S.A., pela Eletricidade de Portugal (EDP) e pela espanhola Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa);
- 32,96% das ações ordinárias da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), adquirida pelo consórcio South Electric Brasil Participações, formado pelas empresas americanas American Energy System (AES), Southern Electric e pelo fundo de investimentos Opportunity;
- 65,6% da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), adquirida pelo consórcio Guaraniana S.A., formado pela operadora espanhola Iberdrola, o Banco do Brasil S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) e a Companhia Vale do Rio Doce (CVRD);
- E a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), adquirida por consórcio integrado pela VBC Energia (Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa), pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) e pela Fundação Cesp.

No ano de 1999 é possível destacar dois pontos importantes sobre o segmento de transmissão. Primeiro foi a entrada em operação da Interligação Norte-Sul. Essa conexão foi significativa para o setor elétrico porque uniu os sistemas Norte-Nordeste e Sul-Sudeste-Cento Oeste, num total de 1.270 quilômetros de linhas de transmissão de 500 kV, entre as subestações de Imperatriz – MA e Samambaia – DF; sua construção foi planejada pela Eletrobras e executada pela Eletronorte e Furnas.

Os reflexos dessa conexão no sistema elétrico foram o funcionamento otimizado dos reservatórios das usinas e a transmissão dos excedentes de energia entre as regiões do país. Foi também no final de 1999 que ocorreu a primeira licitação de linhas de transmissão. Esse evento representou, definitivamente, o início de um mercado no qual colocaria o segmento de transmissão de energia elétrica como um ambiente para competição de agentes públicos e privados (FUCHS, 1977).

Em relação ao ano de 2001, o Brasil passou por uma grande crise de energia elétrica, acentuada pelas condições hidrológicas extremamente desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste. Com o objetivo de propor e implementar medidas de resposta à situação, o governo federal criou, em maio, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Nesse momento o governo notou não somente a necessidade da expansão e fortalecimento da geração elétrica, mas também ficou evidente a importância e as vantagens do desenvolvimento de um sistema de transmissão maior e integrado, ou seja, interconectado a todos os subsistemas.

Em 2004, o novo modelo do setor elétrico foi aprovado com a promulgação das Leis nº 10.847 e nº 10.848, no mês de março. O novo modelo definiu a oferta de menor tarifa como critério para a participação nas licitações de empreendimentos, estabeleceu contratos de venda de energia de longo prazo, contratações separadas da produção e do transporte de eletricidade e condicionou a licitação dos projetos de geração às licenças ambientais prévias. A partir de então, com a consolidação deste processo e o maior grau de confiança dos investidores neste tipo de negócio, tanto a concorrência quanto a margem de deságio se aguçaram (GOMES, 2012).

O novo modelo do setor elétrico criou algumas novas empresas, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a função de subsidiar o planejamento técnico, econômico e sócio ambiental dos empreendimentos de energia elétrica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE); a Eletrobras e suas controladas foram retiradas do Programa Nacional de Desestatização (PND) e a Eletrosul foi autorizada a retomar a atividade de geração.

Ficaram definidas, também, com o novo modelo do setor elétrico, novas regras de comercialização de energia elétrica, cujas metas principais foram: garantir a segurança do

suprimento de energia; promover a modicidade tarifária; e promover inserção social, além de dois ambientes para celebração de contratos de compra/venda de energia elétrica – Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) (PINTO, 2014).

- ACR – destinado ao atendimento dos consumidores cativos, o que significa que a contratação é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados de longa duração, firmados entre agentes vendedores (geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidoras) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica realizados pelo governo, nos quais os agentes de distribuição buscam adquirir a menor tarifa (MAYO, 2009).
- ACL – destinado ao atendimento de consumidores livres, no qual a contratação é formalizada por meio de contratos bilaterais, cujas condições são livremente negociadas entre os agentes de geração, comercialização, consumidores livres, importadores e exportadores de energia (MAYO, 2012).

A Figura 8 representa uma visão geral das relações contratuais de compra de energia entre os agentes geradores e consumidores dentro dos ambientes ACR e ACL.

Figura 8 – Esquematização gráfica para as relações contratuais de compra de energia

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados de Mayo (2012).

Em virtude da reformulação de algumas leis, voltadas para a retomada dos investimentos, uma grande parte do financiamento da infraestrutura elétrica foi transferida para

o setor privado. Assim, o principal papel do governo passou a ser o de regulamentar, fiscalizar, formular as leis do setor e atrair novos investidores.

Portanto, ao menos parte dos objetivos do RESEB foram atingidos, como no caso da criação de um ambiente institucional que garantisse ao mercado um funcionamento competitivo. Nota-se também, que as privatizações para a quebra dos monopólios governamentais e a inclusão de agentes privados, por meio das licitações em uma gestão associada a serviços públicos, garantiram certa eficiência na expansão da rede.

Destarte, a expansão dos sistemas de transmissão pode ser constatada ao se observar o aumento significativo do sistema físico da rede de transmissão. O crescimento acumulado passou de 67.811 km de linhas de transmissão no Sistema Interligado Nacional, partindo de 66.954 km, em 1999, para 134.765 km, em 2016, como mostra a Figura 9 (ONS, 2017).

Figura 9 – Evolução da extensão das linhas de transmissão do SIN (km), entre 1999 e 2016

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados de (ONS, 2017).

Após a reforma do setor, a taxa média de crescimento da extensão das linhas de transmissão, que era de menos de 1% ao ano, no período de cinco anos anteriores ao RESEB, passou para a significativa marca de cerca de 4,2% ao ano no período de 1999 a 2015.

Entretanto, nas primeiras licitações, entre os anos de 1999 e 2002, entre os certames da Concorrência 007/1999 e o Leilão nº 002/2002, não houve a participação das empresas estatais federais. Posteriormente, em 2003, finalmente foi autorizada a participação dos investidores estatais nacionais federais em condições de igualdade com todos os demais interessados, a partir do Leilão nº 001/2003, na forma da Lei nº 10.438 de 2002, complementada mediante a Lei nº 11.651 de 2008.

3 REGULAÇÃO NACIONAL DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO

Neste capítulo são apresentados a forma pela qual segmento de transmissão de energia elétrica é regulada no país, os órgãos responsáveis, a estrutura institucional, o planejamento da expansão, a outorga de concessões, os leilões, os contratos e a remuneração dos agentes transmissores. Por fim, as questões das licenças ambientais que circundam a implantação de um projeto de transmissão, bem como as principais razões dos atrasos dos empreendimentos, são tratadas de forma breve.

Com o intuito de garantir a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, após a reforma do setor elétrico na década de 1990, o Estado brasileiro, através das concessões, ampliou a responsabilidade por esta expansão incluindo também a iniciativa privada, além da iniciativa pública. Dessa maneira, o Estado assumiu a principal posição de fiscalizador e formulador de leis, reduzindo sua participação setorial direta.

Para tanto, o Estado criou uma estrutura institucional com diversos órgãos, cada um com suas atribuições. Dentre eles destacam-se, por exemplo: o Ministério de Minas e Energia (MME); o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O Ministério de Minas e Energia é o órgão da administração federal direta, representa a União como Poder Concedente e formulador de políticas públicas, bem como indutor e supervisor da implementação dessas políticas nos seguintes segmentos:

- (i) Geologia, recursos minerais e energéticos;
- (ii) Aproveitamento da energia hidráulica;
- (iii) Mineração e metalurgia;
- (iv) Petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear;
- (v) Energização rural, agro energia, inclusive eletrificação rural, quando custeada com recursos vinculados ao Sistema Elétrico Nacional;
- (vi) E zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de recursos energéticos no País.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), comitê sob a coordenação direta do MME, tem como função principal acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo território nacional, seja a geração, a transmissão, a distribuição, a comercialização, a importação e, ou, a exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão de assessoramento do presidente da república para a formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento natural dos recursos energéticos do país, rever periodicamente a matriz energética e estabelecer diretrizes para programas específicos. É um órgão multiministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública federal, vinculada ao MME, tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral e demais fontes energéticas.

A ANEEL é responsável pela realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão. Além de, (i) regular a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica; (ii) fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica; (iii) implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos; (iv) estabelecer tarifas; (v) dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores; e (vi) promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão do SIN, bem como pela administração da contratação das instalações de transmissão de energia elétrica.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, sucede o MAE e

incorpora as suas atribuições, cabendo-lhe, também, viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e registrar seus contratos.

Na Figura 10 é possível observar o fluxo de relação entre as instituições do setor elétrico brasileiro, no qual o CNPE é assessorado pelo MME, que por vez formula as políticas energéticas operacionalizadas pelo ONS, ANEEL e CCEE. Por fim, os agentes, representados por diversas figuras do cenário energético.

Figura 10 - Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados de (ONS, 2017).

Segundo o ONS, os agentes do setor energético são uma série de entidades que podem ser classificadas como:

- (i) Agentes Geradores: figuras autorizadas ou concessionárias de geração de energia elétrica, que operam plantas de geração e prestam serviços ancilares⁴;

⁴ Serviços ancilares são os serviços locais de suporte à operação de instalações elétricas.

- (ii) Agentes de Transmissão: agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica;
- (iii) Agentes de Distribuição: operam um sistema de distribuição na sua área de concessão, participando do Sistema Interligado e sendo usuários da Rede Básica. Contratam serviços de transmissão de energia e serviços ancilares do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- (iv) Consumidores Livres: consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido em resolução da ANEEL;
- (v) Agentes Importadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica;
- (vi) Agentes Exportadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica;
- (vii) E Agente Comercializador da Energia de Itaipu. Itaipu é uma entidade binacional, pertencente ao Brasil e ao Paraguai. O relacionamento entre os dois países segue tratados internacionais específicos. A energia de Itaipu recebida pelo Brasil representa cerca de 30% do mercado de energia da região sul, sudeste e centro-oeste. A comercialização dessa energia no Brasil é coordenada pela Eletrobras.

3.1 Planejamento e expansão do sistema de transmissão

O planejamento e a expansão do sistema de transmissão procuram as melhores alternativas de ampliação da rede sob o ponto de vista técnico e econômico com o menor impacto socioambiental possível. Segundo o PDE 2014 da EPE (2015), a expansão da Rede Básica⁵ (RB) de transmissão deve ser estabelecida de forma a permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

⁵ Rede Básica são instalações (linhas de transmissão, barramentos, transformadores etc.) com tensões iguais ou superiores a 230 kV. Demais instalações não classificadas como Rede Básica são denominadas Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Além do atendimento dos agentes de mercado, tal como explicitado anteriormente, o sistema de transmissão desempenha o papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços de energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, resultando na adoção de um ótimo despacho do parque gerador (EPE, 2015). O planejamento da expansão da transmissão tem sido realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), como parte de suas atribuições legais.

Para tanto, a EPE desenvolveu os seguintes estudos de planejamento: Programa de Expansão da Transmissão (PET) e o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP). Estes relatórios gerenciais contêm todas as obras de expansão do Sistema Interligado Nacional⁶ (SIN) ainda não licitadas ou autorizadas (EPE, 2017).

Nos estudos do PET e do PELP, houve a participação de Grupos Regionais de Expansão da Transmissão (GET), dos quais participaram os principais agentes transmissores e distribuidores (GOMES, 2012). Em 2013, com o objetivo de dar maior celeridade ao processo de licitação das obras de transmissão e mitigar os possíveis atrasos na implantação das expansões recomendadas para o sistema, o horizonte do PET foi alterado para 6 anos, contados a partir da sua data de publicação, e a periodicidade de publicação de ambos os documentos virou semestral, assim como aponta o PDE 2014 da EPE (2015).

A partir do 2º semestre de 2015, a EPE passou a emitir o PET e o PELP concentrados em um mesmo documento. O objetivo principal da medida era propiciar uma visão integralizada do planejamento setorial aos agentes do setor elétrico.

Outros importantes documentos que representam um instrumento para o planejamento do segmento de transmissão, são: o Plano Nacional de Energia (PNE) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Nesses documentos são orientadas as tendências e estratégias de expansão da oferta e demanda de energia elétrica para longo, médio e curto prazo, sendo assim, subsidiam não somente a expansão da transmissão, mas também a priorização (GOMES, 2012).

⁶ O Sistema Interligado Nacional é formado pelo conjunto dos Subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Outra figura importante no processo de planejamento da expansão das instalações do Sistema Interligado Nacional (SIN) tem sido o ONS. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), vinculado à ANEEL, dentre várias funções, tem o papel de administrar, gerenciar e otimizar os despachos do sistema. Além de controlar constantemente o sistema, também realiza análises de riscos futuros das linhas de transmissão com as prováveis limitações da rede, elaborando as proposições de ampliações a implantações de novos elementos funcionais (linhas de transmissão e subestações) e reforços dos sistemas existentes, de forma a manter o desempenho adequado da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado e possibilitar o livre acesso ao sistema (ONS, 2017).

As propostas do ONS são definidas anualmente no Plano de Ampliações e Reforços (PAR) na Rede Básica, além do Plano de Ampliações e Reforços das Demais Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica (PAR-DIT), com base no crescimento da demanda, definidos no PDE e no risco sistêmico (ONS, 2017). O critério utilizado para a expansão da transmissão é a comparação com o custo marginal de expansão. Sempre que o custo de marginal de expansão for maior que o custo marginal de operação, a expansão deve ser efetuada (HIROTA, 2006).

Após a aprovação do MME dos programas de obras consolidadas no PAR, PAR-DIT, PET e PELP, foi elaborado pelo MME/EPE/ONS o relatório Consolidação de Obras da Rede Básica, que foi encaminhado à ANEEL para servir de subsídio na preparação das outorgas das obras de transmissão. Entre as possibilidades de projetos apresentados pelo plano de expansão, optou-se por aqueles com menores custos, menores impactos socioambientais, disponibilidade e capacidade de produção.

Por fim, tal como o fluxo representado na Figura 11, o MME estabeleceu o conjunto de obras que serão licitadas (na modalidade leilão) e o conjunto de obras que foram objeto de Resoluções Autorizativas (REA). A ANEEL, por delegação do Poder Concedente, elaborou e coordenou a realização dos leilões de transmissão que dão a outorga de concessão ao agente. Além disso, a ANEEL também fiscaliza as execuções, regula os direitos e as obrigações do concessionário, junto ao Poder Concedente, a seus usuários e ao ONS, responsável pela administração do sistema de transmissão (TOLMASQUIM, 2011).

Figura 11 – Processo de consolidação de obras de transmissão

Fonte: adaptado de (GOMES, 2012).

Portanto, assim como desenhado no RESEB, ficaram a cargo dos órgãos governamentais a coordenação do sistema de geração, transmissão e distribuição para que esses serviços sejam realizados de forma eficiente, reduzindo o risco de desabastecimento e mantendo o fornecimento ininterrupto de energia a todos os consumidores. Esses órgãos, como o MME, o EPE, a ANEEL e o ONS, também coordenam a realização dos investimentos por meio das licitações e autorizações de exploração do serviço público, realizam estudos dos locais de maior necessidade de investimento, além de fiscalizar e controlar os preços cobrados dos usuários. O descumprimento da regulação e não cumprimento dos contratos, acarreta multa para as transmissoras.

3.2 Outorga de concessão de transmissão

Normalmente, salvo exceções especiais, as expansões definidas como ampliações no relatório de Consolidação de Obras da Rede Básica, elaborado em conjunto pelo MME, o EPE e o ONS, são outorgadas pela ANEEL mediante licitações, na modalidade de leilão (GOMES, 2012). Tendo definido aquelas caracterizadas como reforços de sistemas existentes, foram outorgadas diretamente sob responsabilidade da concessionária mediante autorização da ANEEL, conforme Decreto nº 2.655/1998.

3.2.1 Licitação dos novos sistemas de transmissão

As concessões que compõem o segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil podem ser divididas em 3 categorias principais: (i) concessões anteriores à 1998; (ii) concessões leiloadas entre 1999 e novembro de 2006; (iii) e concessões leiloadas após novembro de 2006.

A primeira categoria considerou os sistemas de transmissão já existentes antes do ano de 1998. Essas concessões tiveram a sua Receita Anual Permitida (RAP) ajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), tendo os seus contratos vencidos em 2015, inclusive algumas dessas concessões estavam sujeitas a uma revisão tarifária ampla.

A segunda categoria de concessões foram projetos novos, leiloados entre os períodos de 1999 e novembro de 2006, que tiveram sua RAP ajustada anualmente pelo IGP-M ou pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e que sofrerão redução da RAP de 50% a partir do 16º ano de operação. Conforme previsto nos contratos de concessão, essas concessões não estão sujeitas a revisão tarifária e expirarão 30 anos após a assinatura do contrato.

Por último, as concessões da terceira categoria foram também de projetos novos, leiloados a partir de novembro de 2006, tiveram sua RAP ajustada anualmente pelo IPCA e estão sujeitas a revisão tarifária restrita. Assim como as concessões da segunda categoria, esses contratos de concessão vão expirar 30 anos após a sua assinatura.

Com a Consolidação das Obras do MME, verificada pelo Tribunal de Contas da União (TCU), a ANEEL providenciou os documentos com requisitos técnicos das instalações para início do processo de licitação de novos sistemas de transmissão. Os documentos com os requisitos serviram de apoio aos investidores interessados para avaliar o máximo investimento necessário na implantação de cada uma das instalações objeto de outorga.

A avaliação do investidor partiu do princípio que o investimento total do sistema de transmissão se amortizasse através da receita proveniente da Receita Anual Permitida (RAP) em 30 anos, prazo da concessão incluindo a construção, operação e manutenção. Dessa maneira o negócio passou a ser viabilizado, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

A RAP é a receita que a transmissora recebe pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações. A RAP é atualizada anualmente pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) após 2006 e, antes de 2006, pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).

Dentre os vários critérios e parâmetros observados pela ANEEL para o cálculo da RAP teto, valor pelo qual inicia-se um leilão, os mais relevantes são: investimentos compostos por custos-padrão dos equipamentos associados; taxa média de depreciação ponderada por cada tipo de equipamento; custos padronizados de operação e manutenção, correspondentes a um percentual do investimento; custo de capital próprio e de terceiros, obtidos por modelos Capital Asset Pricing Model (CAPM) ou, em português, Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (MPAF) e Weighted Average Cost of Capital (WACC) ou, em português, Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC), estrutura ótima de capital para o negócio-transmissão, tributos e encargos.

A partir desses dados, pelo método do fluxo de caixa descontado, calcula-se a série de pagamentos anuais que amortizam os investimentos associados no período. Assim, a receita-teto garante minimamente a viabilidade do negócio, ficando a cargo dos proponentes a oferta de propostas de redução da RAP.

No caso de concessão de transmissão para empreendimentos já construídos (linhas antigas da Cemig, Chesf, Furnas etc.) houve prévio levantamento dos ativos de transmissão de cada agente e posterior cálculo de uma receita anual, que pudessem remunerar esses ativos. Para esses agentes foi concedida a concessão de transmissão de mais 20 anos.

Para a realização de um leilão, seguem-se os seguintes passos: publicação do edital; disponibilização do manual de instrução; reuniões para esclarecimentos; definição de datas para solicitação de esclarecimentos e de respostas; visitas às instalações existentes, inscrição, aporte de garantias, informação participantes aptos e finalmente, realização do leilão em sessão pública.

Tal como estabelecidos na Lei nº 8.987/1995, os editais definem o leilão pela modalidade denominada inversão da ordem de fases de habilitação e julgamento. Nessa fase há uma pré-qualificação dos interessados. Posteriormente, apenas aqueles proponentes vencedores devem apresentar os respectivos documentos de habilitação.

Dentre as várias condições de pré-qualificação, algumas delas são: condições financeiras suficientes para a execução do projeto, em caso de consórcio; documentação da empresa com participação percentual e ter em seu quadro de funcionários pessoal qualificado

tecnicamente. Em um lote, uma empresa não pode participar em dois consórcios, assim como uma empresa que prestará serviços contratados não pode fazer parte de duas proponentes.

A garantia também poderá ser executada em casos de descumprimento da entrega dos documentos necessários até a data determinada, em casos de não prorrogação da Garantia de Proposta, de não apresentação da Garantia de Fiel Cumprimento e em caso de não assinar o Contrato de Concessão até o prazo determinado. A Garantia de Proposta será devolvida quando a substituição pela Garantia de Fiel Cumprimento for completada para as proponentes não vencedoras – trinta dias após o leilão e a todas as proponentes – no caso de anulação ou revogação do leilão. A Garantia de Fiel Cumprimento poderá ser executada em condições semelhantes, ou seja, em condições de não assinatura do Contrato de Concessão, de descumprimento na entrega de documentação etc.

A ANEEL agrupa os sistemas de transmissão – linhas de transmissão e/ou subestações – em lotes, sendo que cada lote significa uma concessão. Cada lote pode haver somente uma linha e/ou subestação, bem como várias linhas e/ou subestações. Vence aquele que ofertar a menor RAP, ou seja, o participante que apresentar o maior deságio em relação à máxima RAP definida pela ANEEL.

Os leilões são de dois estágios descendentes, sendo o primeiro para cada lote, no qual o participante apresenta um envelope lacrado, indicando a proposta financeira com o valor da RAP. Em casos de diferenças entre lances menores do que 5%, em comparação com o menor lance, o leilão vai para o segundo estágio, efetuado em viva-voz.

O segundo estágio, viva-voz, o leiloeiro pode fixar valores mínimos a serem oferecidos entre um lance e outro, vencendo o proponente que apresentar o menor valor. No caso de nenhum proponente se manifestar por viva-voz, o vencedor será aquele que havia apresentado o menor valor no envelope no primeiro estágio.

Sendo iguais os valores contidos no envelope apresentado no primeiro estágio, e não havendo manifestação por viva-voz, o vencedor será determinado por sorteio realizado pelo diretor da sessão. A ordem das rodadas do leilão é pré-determinada, ou seja, existe uma sequência das linhas leiloadas. O prosseguimento para o lote seguinte é feito somente depois

de anunciado o vencedor do lote anterior ou quando não houver nenhum proponente interessado.

Excepcionalmente, o Leilão nº 013/2015 foi dividido em duas etapas, conforme decisão da ANEEL. A primeira etapa com 24 lotes e 6,5 mil quilômetros de linhas de transmissão foi estabelecida no dia 13 de abril de 2016 e a segunda no dia 01 de julho de 2016.

As mudanças foram feitas para melhorar a atratividade do leilão no período de desaceleração econômico. Ainda a ANEEL atendeu as recomendações do Tribunal de Contas da União (TCU) e elevou em 11%, em média, a receita anual permitida (RAP) dos empreendimentos como meio de compensar a elevação do custo médio ponderado do capital (WACC, na sigla inglesa) (ANEEL, 2016).

Conforme os dados demonstrados na Figura 12, é possível examinar as linhas que representam a variação do WACC e o PIB brasileiro ao longo dos anos de 2003 até 2017. Considerando os anos entre 2003 e 2013, observa-se um declínio contínuo do WACC, no entanto, entre os anos de 2013 e 2017, houve um aumento gradativo à medida que o cenário econômico se retraía.

Figura 12 - Evolução da WACC, entre os anos de 2003 e 2017

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2017).

3.2.2 Leilão

Os leilões são os instrumentos mais utilizados pelo governo para promover a competição nos processos de licitação. A principal característica é buscar uma transação rápida de um bem. Ademais, as regras claras aplicadas a todos os participantes do certame previnem o comportamento desonesto entre os agentes (WOLFSTETTER, 1999).

Levando em conta as formas de leilão, ou seja, do tipo inglês – ascendente – ou do tipo holandês – descendente –, a escolha de uma das formas pode induzir o comportamento dos participantes e, conseqüentemente, influenciar o resultado final. A escolha de um ou de outro modelo de leilão depende de uma série de razões que podem ser de acordo com o grau de risco assumido pelos participantes (inclusive do leiloeiro), o número de licitantes, a forma como é entendido o mecanismo de transmissão das informações e de acordo com o modo como os agentes avaliam o bem negociado (valor privado ou público) (LEAL, 1998).

Na maioria dos leilões de desestatização, bem como os de outorga do serviço de transmissão, a modalidade escolhida combinou uma primeira etapa na forma de envelope fechado e a possibilidade de continuação da disputa em leilão aberto para os lances próximos ao lance mais competitivo. Desta maneira, permite-se a um participante, que não tenha vencido na primeira fase, tenha a oportunidade de reverter o resultado na disputa (LEAL, 1998).

No caso do setor elétrico brasileiro, se faz necessário a formulação de leilões que representem os custos reais do setor e as curvas esperadas de demanda e oferta sem prejudicar o princípio de modicidade tarifária. Além de garantir condições para a competição entre empresas estatais e privadas sem inviabilizar os investimentos privados, garantindo, inclusive, a possibilidade de utilização das estatais como mecanismo de contestação ao poder de mercado (SILVA, 2008).

3.2.3 Edital do leilão

O objetivo do edital é determinar o objeto do leilão, o formato (neste caso decrescente), suas características e requisitos básicos do sistema, os procedimentos do leilão e as condições de habilitação para a participação. Nos editais estão, também, os principais pontos de conexão, outras instalações de transmissão que a nova empresa licitada terá de implantar, a extensão

aproximada da linha, a tensão da transmissão, a ordem em que os objetos serão leiloados, as informações e condições para a pré-qualificação das empresas etc, ou seja, as informações sobre o objeto leilado, os requisitos para participação, como documentos e propostas financeiras, o modo de funcionamento do leilão e os contratos a serem celebrados entre a proponente vencedora e os agentes.

Quatro relatórios merecem destaque, pois subsidiam os editais, não somente na etapa dos leilões, mas nas etapas anteriores de eleição das obras de expansão da transmissão e preparação do edital de licitação, são eles:

- Relatório R1 - estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental;
- Relatório R2 - detalhamento da alternativa de referência;
- Relatório R3 - caracterização e análise socioambiental;
- Relatório R4 - caracterização da rede existente.

Na Figura 13 é possível visualizar o fluxograma do processo de outorga de concessão, sendo o seu início representado pelos documentos de planejamento da EPE até a implementação da obra pelo vencedor do leilão.

Figura 13 - Fluxograma do processo de outorga de concessão de transmissão

Fonte: adaptado de (GOMES, 2012).

3.2.4 Contratos das transmissoras

Logo que o grupo investidor, que forma a transmissora, vence um leilão, ele deve celebrar alguns contratos definidos pela regulação do setor. Os contratos têm o objetivo de garantir os direitos dos agentes envolvidos, dando estabilidade jurídica.

Segundo o ONS (2015), é de sua responsabilidade legal a avaliação de acesso ao sistema de transmissão e a contratação dos serviços de transmissão de energia elétrica, compreendendo assim os usos e as prestações de serviços. Os principais contratos podem ser separados em duas categorias.

O contrato celebrado entre as partes, referente ao uso do sistema de transmissão, é o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). O contrato é celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e os usuários, que estabelecem os termos e condições para o uso da rede básica por um usuário, incluindo a prestação dos serviços de transmissão pelas concessionárias de transmissão, mediante controle e supervisão do ONS e a prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas elétricos interligados.

Os contratos celebrados entre as partes, referentes à prestação de serviço de transmissão, são: (i) Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) – contrato que estabelece os termos e as condições para a conexão dos usuários ao sistema de transmissão, a ser celebrado entre a transmissora e entre cada usuário; (ii) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) – contrato celebrado entre o ONS e as concessionárias de transmissão, que estabelece os termos e as condições para a prestação de serviços de transmissão de energia elétrica aos usuários por uma concessionária detentora de instalações de transmissão pertencentes à rede básica, sob administração e coordenação do ONS; (iii) Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI) – contrato a ser celebrado entre duas ou mais concessionárias de transmissão, estabelecendo os procedimentos, direitos e responsabilidades para o uso compartilhado de instalações nos pontos de conexão; (iv) e o Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA), celebrado entre o agente prestador de serviço ancilar e o ONS, que tem por objetivo estabelecer os termos e as condições que irão regular as condições de administração, por parte do ONS, na prestação de serviços ancilares necessários à operação do SIN.

A construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão são de responsabilidade da transmissora, e são submetidas à regulamentação específica da ANEEL, precisando atender aos procedimentos de rede, independente de inadequação ou inexatidão de estudos, condições climáticas adversas e desconhecimento de condições locais que possam afetar a entrega de equipamentos e serviços prestados. Além disso, também se encontram sob a responsabilidade da ANEEL a fiscalização da transmissora, abrangendo as ações da transmissora na área administrativa, técnica, comercial, econômico-financeira e contábil, podendo a ANEEL estabelecer diretrizes de procedimentos e sustar ações consideradas incompatíveis com a prestação do serviço (ANEEL, 2017).

3.2.5 Remuneração das transmissoras

Como dito anteriormente, a RAP é a receita que a transmissora recebe pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações. A remuneração paga pelos usuários do sistema de transmissão é em função da disponibilidade do serviço, independe do fluxo de energia transportado.

A partir de 2016, a Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 2016, definiu mais um indicador que altera o valor da RAP, denominado Parcela Variável (PV). A PV é um valor deduzido da RAP da transmissora, em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão, através de indicadores associados à disponibilidade do sistema de transmissão.

Os indicadores são utilizados para aferir a qualidade do suprimento do SIN e são calculados mensalmente pelo ONS. São eles: (i) número de perturbações ocorridas na Rede Básica; (ii) número de perturbações por tipo de equipamento; (iii) principais causas de perturbações em Linhas de Transmissão da Rede Básica; (iv) incidência da causa – Descargas Atmosféricas – ao longo do ano; (v) incidência da causa – Queimadas – ao longo do ano; (vi) Robustez da Rede Básica - RRB (%); (vii) Duração Equivalente de Interrupção de Carga - DREQ (min); (viii) Frequência Equivalente de Interrupção de Carga – FREQ; e (ix) Energia Não Suprida - ENS (%) (ONS, 2017).

Por outro lado, existe também a parcela Adicional à RAP, ou seja, o valor a ser adicionado à receita anual da transmissora que apresenta desempenho excelente, com recursos provenientes exclusivamente da Parcela Variável, deduzida das transmissoras.

A Tabela 6 consolida os valores abatidos das RAPs por meio da Parcela Variável, assim como valores creditados nas RAPs das transmissoras de energia elétrica no Brasil entre 2009 até maio de 2017.

Tabela 6 - Histórico de indicadores de qualidade parcela variável e adicional à RAP

Período	Parcela Variável PV (R\$ Milhões)	Adicional à RAP (R\$ Milhões)
Junho de 2009 a maio de 2010	-75,8	14,6
Junho de 2010 a maio de 2011	-60,8	11,7
Junho de 2011 a maio de 2012	-77,3	11,4
Junho de 2012 a maio de 2013	-117,3	5,4
Junho de 2013 a maio de 2014	-88,4	0,0
Junho de 2014 a maio de 2015	-116,3	0,0
Junho de 2015 a maio de 2016	-146,9	0,0
Junho de 2016 a maio de 2017	-95,9	0,0
Total (R\$x10⁶)	-778,7	43,1

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do (ANEEL, 2017).

Com relação às RAPs, e aos investimentos aplicados, ao longo dos anos pelos investidores nos sistemas de transmissão, é possível acompanhar a evolução entre os anos de 1999 e 2014 através da Figura 14. Nota-se que existe uma relação entre a RAP e o investimento, ou seja, quanto maiores os investimentos aplicados nos sistemas de transmissão, maiores são os valores referentes a Receita Anual Permitida.

Figura 14 – RAPs anuais e investimentos anuais em sistemas de transmissão

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados de (ANEEL, 2017).

Embora a transmissora seja remunerada pela disponibilidade da rede, ela ainda faz o monitoramento da energia elétrica do sistema para que permita a renumeração dos agentes geradores e consumidores. As transmissoras integrantes da Rede Básica, e que se encontram em operação, devem informar mensalmente ao ONS os valores medidos em cada ponto de conexão para fins de contabilização, orientação do faturamento e operação.

Após a medição de demanda de potência, em todos os pontos de conexão dos acessantes, as concessionárias de transmissão de energia reportam as informações ao ONS para que sejam efetuadas a administração da cobrança e da liquidação dos encargos, a emissão dos avisos de débito aos acessantes do sistema e a emissão do aviso de crédito às transmissoras, que é calculado mensalmente com base na proporção de um doze avos da RAP. Inclusive, sujeita à reduções dependendo das condições de disponibilidade das instalações de transmissão, mudanças no imposto de renda e a criação ou extinção de tributos legais, que ocasionem impactos comprovados na receita anual permitida, o que pode implicar nas revisões das receitas para cima ou para baixo.

Mas, de qualquer maneira, fica a cargo da transmissora a emissão mensal dos documentos de cobrança com o valor cabível a cada acessante, conforme os valores constantes

do aviso de crédito enviado pelo ONS, que enviará a cada acessante um documento de cobrança pelo serviço prestado na cobrança e liquidação dos encargos.

Portanto, inferimos que a RAP surgiu do rateio das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) entre os usuários do sistema de transmissão, geradores, distribuidores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica, na proporção de 50% pagos pela classe geradora e 50% pagos pela classe consumidora. Mudanças nos custos, devido as variações nos preços dos insumos, ou mudanças tributárias, devidamente comprovados, podem ser encaminhados à ANEEL, para que as devidas revisões tarifárias concedam garantias de equilíbrio econômico-financeiro às transmissoras.

Caso a empresa antecipe a entrada da operação das instalações antes do prazo constado no CPST, esta terá direito à antecipação de recebimento da RAP. Atrasos poderão levar a revisões dos prazos de entrega do sistema somente em casos justificados e aceitos pela fiscalização da ANEEL. Em casos de atrasos não justificados, a transmissora estará sujeita às penalizações legais previstas. Exemplos de justificativas de atrasos, são: descobertas geológicas ou arqueológicas ao longo do caminho percorrido pelas linhas; atrasos nas emissões dos licenciamentos ambientais; e embargos judiciais ou administrativos.

Por lei está definido que a transmissora deverá aplicar 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico. Caso a transmissora não cumpra algumas de suas metas estabelecidas, como, por exemplo, a ampliação do prazo para a entrada de operação dos sistemas, a transmissora estará sujeita às penalidades definidas por meio de multas a serem aplicadas no ano seguinte em que foi verificada a penalidade.

Por penalidade cometida, a transmissora deverá pagar no máximo um valor de 2% da receita anual permitida. Caso a interrupção de uma linha tenha duração maior do que trinta dias, a ANEEL poderá desapropriar as ações da empresa e as levar a leilão público. Sempre que necessário a ANEEL poderá intervir de forma a garantir a continuidade da prestação do serviço público.

3.2.6 O atual modelo de serviço de transmissão

O presente modelo vigente para o Setor Elétrico Brasileiro tem os seguintes pressupostos fundamentais: competição na geração e na comercialização; livre acesso às redes de transmissão e distribuição; e regulação nos serviços de transmissão e distribuição. A transmissão de energia elétrica é um negócio que não se caracteriza pela venda e a comercialização de energia. A receita dessa atividade está vinculada a disponibilidade de suas instalações ao Sistema Nacional Interligado.

A forma de regulação sobre as concessionárias é definida no Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST). As obrigações das transmissoras constituem no compartilhamento das instalações a qualquer usuário que quiser se conectar ao sistema, manter a operação supervisionada e coordenada pelo ONS, substituir, instalar e reformar equipamentos, visando a funcionalidade das instalações, manter o sistema operante, investir 1% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento etc.

Caso haja o descumprimento de alguma cláusula, a transmissora é passível de punição, como, por exemplo, a redução da Receita Anual Permitida (RAP) por infração cometida, podendo chegar até o cancelamento da concessão, caso o serviço prestado não seja minimamente satisfatório. A duração de uma concessão é, em geral, de cerca de trinta anos, tendo a RAP corrigida para mais ou para menos, conforme descrito anteriormente. A receita das transmissoras se dá por meio da cobrança de tarifas, como por exemplo a da TUST dos usuários (geradores e consumidores) conectados no sistema de transmissão.

No cumprimento de suas atribuições, a ANEEL após outorgar um empreendimento, este é acompanhado continuamente pela equipe de fiscalização. Os agentes transmissores encaminham mensalmente à ANEEL as informações dos cronogramas dos empreendimentos. Essas informações são divulgadas por meio do Relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão, informações estas que se tornam públicas para a sociedade em geral.

De todos os empreendimentos em implantação, a ANEEL ainda seleciona a alguns de acordo com os parâmetros estabelecidos por uma matriz de criticidade, os acompanhando de maneira individualizada e diferenciada. Assim, emite, também, trimestralmente, um relatório

chamado de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica (ANEEL, 2017).

3.3 Implantação do sistema de transmissão

Finalmente após a vitória no certame e com os contratos celebrados, a transmissora inicia o processo de implantação do sistema de transmissão. A próxima fase é a elaboração e a aprovação do Projeto Básico no ONS e na ANEEL, Projeto Executivo e, por último, na operação. Tal como instituído na Lei nº 6.938/81 de Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), está acordado o licenciamento ambiental como parte integrante da política nacional.

Portanto, para quaisquer atividades e empreendimentos que utilizem recursos ambientais e que possam causar impactos efetivos ou potenciais ao meio ambiente, licenças emitidas por parte do órgão ambiental competente serão necessárias (CONAMA, 1997). A Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), por meio da resolução 237/97, aponta três tipos diferentes de licenças ambientais fundamentais para a implantação do empreendimento por parte do agente transmissor:

- (i) Licença Prévia (LP) – Concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;
- (ii) Licença de Instalação (LI) – Permite a instalação do empreendimento de acordo com as premissas previamente estabelecidas e projetos aprovados, inclusive as providências de controle ambiental. Deverá ser, no mínimo, o estabelecido pelo cronograma de instalação do empreendimento ou atividade, não podendo ser superior a 6 (seis) anos;
- (iii) Licença de Operação (LO) – Autoriza a operação do empreendimento após a verificação do efetivo cumprimento do que consta nas licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação (CONAMA, 1997).

Na Figura 15 está exemplificada a sequência das fases do empreendimento e a relação com as aquisições das licenças ambientais. Nota-se que após os contratos de concessões, inicia-

se a fase do Projeto Básico, é nesse momento que são providenciadas as LP e LI. Somente entre as fases do Projeto Executivo/Construção e Operação é que a transmissora deve obter a LO junto aos órgãos competentes.

Figura 15 - Processo de Implantação de Linhas de Transmissão

Fonte: Expansão de Energia no Brasil Oportunidade de Investimentos (MME, 2011).

Tal como citado anteriormente, a ANEEL emite trimestralmente, a partir de 2015, o relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica, que tem como objetivo o acompanhamento da evolução dos empreendimentos de maior relevância. A respeito da escolha dos empreendimentos de maior relevância, a ANEEL seleciona, a partir de uma matriz de criticidade, na qual são identificados os principais empreendimentos em andamento, a possibilidade de representar uma área geográfica e estar associado a um grupo de usinas de geração ou a um centro de atendimento de carga importante.

Tal cautela possibilita prever riscos de descumprimento entre os cronogramas de entrega dos empreendimentos de transmissão e geração, bem como subsidiar o planejamento dos órgãos responsáveis, com relação aos prazos de entrada em operação, para eventual antecipação de providências operativas (ANEEL, 2017). Inclusive, essas informações permitem antecipar problemas e viabilizar soluções que possibilitem o bom andamento da expansão do sistema de transmissão.

Como pode ser identificado na Figura 16, com base no Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica, relativo ao período de janeiro a março de 2017 da ANEEL, dos 331 empreendimentos de expansão monitorados da rede básica, 210 estão atrasados, ou seja, 63,4% do total de empreendimentos.

Figura 16 – Status dos empreendimentos de transmissão em andamento.

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica (ANEEL, 2017).

Ainda segundo o Relatório Diferenciado de Acompanhamento da ANEEL, mais de um fator pode ser responsável pelo atraso de um empreendimento de transmissão de energia elétrica, entretanto, as principais causas de atrasos dos empreendimentos, são: projetos e contratos (CCT, CCI e CPST); licenciamento ambiental; compra de materiais; e execução física da obra. Na Figura 17 é possível notar, conforme apurado pela ANEEL e declarado pelos próprios agentes transmissores, que no primeiro trimestre de 2017, a maior razão de atrasos, com 58,4% dos empreendimentos monitorados, foi a compra de materiais, seguido pelo percentual de 58,2%, relativos a confecção dos projetos. Como diversos empreendimentos possuem mais de um fator de atraso, a soma dos percentuais não é igual a 100%.

Figura 17 - Principais causas de atrasos de empreendimentos de transmissão até agosto de 2017

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica (ANEEL, 2017).

O atraso no licenciamento ambiental de um empreendimento de transmissão de energia elétrica geralmente é a causa crítica e frequente que provoca uma redução no ritmo das demais atividades de implantação associadas subsequentes. Embora o licenciamento ambiental tenha sido a causa que representou a menor razão de atraso dos empreendimentos de transmissão, no relatório de acompanhamento do primeiro trimestre de 2017, com 40,6%, por outro lado, em 2015, se mostrou como a principal razão pelos atrasos de empreendimentos, com 71,2%, conforme pode-se observar na Figura 18.

Figura 18 - Principais causas de atrasos de empreendimentos de transmissão, em 2015

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica.

Consolidando as principais causas de atrasos de empreendimentos de transmissão, desde o primeiro Relatório de Acompanhamento Diferenciado dos Empreendimentos de Transmissão, em meados de 2015, até o mais recente, no primeiro trimestre de 2017, de fato é possível notar uma queda geral nos percentuais das razões de atraso, exceto com relação a execução física da obra, assim como representado na Figura 19.

Figura 19 - Consolidação das principais causas de atrasos em empreendimentos de transmissão entre 2015 e agosto de 2017

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados do Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica.

Ao comparar a quantidade média de dias necessários para a obtenção do licenciamento ambiental aos dias médios de execução de um empreendimento de transmissão, observa-se que ambas as atividades consomem aproximadamente o mesmo número de dias. Como representado na Figura 20, no ano de 2017, foram necessários 465 dias em média para a obtenção das licenças e 585 dias em média para a construção dos empreendimentos, considerando o período a partir da data de outorga da concessão.

Figura 20 - Dias média de execução física, obtenção de licença ambiental e total de um empreendimento de transmissão

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2017).

Portanto, diante da proporção de tempo despendido para a obtenção das licenças, frente ao tempo total para a implantação do sistema de transmissão no país, fica evidente que o bom andamento do processo de licenciamento é tão crucial e importante quanto o tempo consumido para a própria execução.

4 ANÁLISE DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O plano de expandir o sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil, por meio das concorrências das concessões públicas de transmissão, causou reflexos importantes na estrutura da rede transmissora, além da criação de um novo mercado de interesse para vários investidores. Nesse contexto, a análise dos perfis dos vencedores dos certames se torna relevante para todos aqueles que possuem interesse no segmento de transmissão.

Para atingir o objetivo deste trabalho, neste capítulo realiza-se uma análise dos resultados dos leilões do segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, ocorridos entre os anos de 1999 até meados de 2017. O foco da análise ateu-se a algumas das principais características dos investidores participantes desses certames. Dentre tais características destacam-se: (i) a natureza proprietária do investidor do leilão, ou seja, se é de capital predominantemente público ou privado; (ii) a origem capital, ou seja, se pertencente a investidores nacionais ou a estrangeiros; (iii) a frequência de triunfos ao longo das licitações para cada um dos investidores; dentre outras. Tais aspectos estão analisados nas três seções subsequentes que compõem o presente capítulo.

4.1 Relação de leilões e respectivas análises

Desde dezembro de 1999 ocorreram 45 leilões de transmissão, sendo o primeiro denominado como Concorrência 07/1999 até o Leilão nº 05/2016, ocorrido em 24/04/2017, que serão avaliados no estudo desta dissertação. Tal como consolidado na Tabela 7, durante os últimos 18 anos, os 45 certames agruparam 363 lotes, dos quais 73 não foram arrematados em primeiro momento, sendo estes remanejados para certames subsequentes.

Além da relação de todos os leilões, a Tabela 7 também traz as datas nas quais os leilões de fato ocorreram, a soma das extensões das linhas de transmissão dos lotes ofertados no respectivo certame, a extensão das linhas de transmissão acumulados por leilão, a quantidade de lotes ofertados e, por último, a quantidade de lotes que não foram negociados no certame.

Tabela 7 – Relação de leilões e datas

Leilões	Data	Extensão (km)	Extensão Acumulado (km)	Lotes totais	Lotes não negociados
Concorrência 07/1999	03/12/1999	505	505	1	0
Concorrência 11/1999	15/03/2000	253	758	1	0
Concorrência 03/2000	04/04/2000	6	764	1	0
Leilão nº 02/2000	31/08/2000	2.903	3.667	3	0
Leilão nº 04/2000	14/02/2000	1.586	5.253	3	0
Leilão nº 01/2001	12/06/2001	137	5.390	3	2
Leilão nº 03/2001	28/09/2001	574	5.964	4	1
Leilão nº 02/2002	15/08/2002	1.850	7.814	8	0
Leilão nº 01/2003	23/09/2003	1.771	9.585	7	0
Leilão nº 01/2004	30/09/2004	2.769	12.354	11	1
Leilão nº 02/2004	18/11/2004	1.003	13.357	2	0
Leilão nº 01/2005	17/11/2005	3.055	16.413	7	0
Leilão nº 03/2006	15/12/2006	1.014	17.427	6	0
Leilão nº 05/2006	24/11/2006	2.261	19.688	7	0
Leilão nº 04/2007	07/11/2007	1.930	21.618	7	0
Leilão nº 04/2008	27/06/2008	3.029	24.648	12	0
Leilão nº 06/2008	03/10/2008	275	24.923	7	1
Leilão nº 07/2008	26/11/2008	5.403	30.326	7	0
Leilão nº 08/2008	24/11/2008	1.800	32.126	3	0
Leilão nº 01/2009	08/05/2009	2.418	34.544	12	1
Leilão nº 05/2009	27/11/2009	1.079	35.623	8	0
Leilão nº 01/2010	11/06/2010	808	36.431	9	0
Leilão nº 06/2010	03/09/2010	501	36.932	3	0
Leilão nº 08/2010	09/12/2010	520	37.452	9	2
Leilão nº 01/2011	10/06/2011	459	37.912	3	0
Leilão nº 04/2011	02/09/2011	2.227	40.139	12	0
Leilão nº 06/2011	16/12/2011	1.381	41.521	9	1
Leilão nº 02/2012	08/02/2012	1.691	43.212	5	0
Leilão nº 03/2012	20/04/2012	295	43.507	4	1
Leilão nº 05/2012	06/06/2012	602	44.109	6	1
Leilão nº 07/2012	01/11/2012	4.274	48.383	8	1
Leilão nº 01/2013	10/05/2013	2.955	51.338	10	4
Leilão nº 02/2013	12/07/2013	720	52.059	7	2
Leilão nº 07/2013	14/10/2013	2.962	55.021	17	7
Leilão nº 11/2013	27/12/2013	2.092	57.113	3	2
Leilão nº 13/2013	07/11/2013	466	57.579	4	1
Leilão nº 01/2014	09/05/2014	1.690	59.269	13	5
Leilão nº 04/2014	18/11/2014	2.549	61.818	9	5
Leilão nº 07/2014	09/01/2015	905	62.723	4	2
Leilão nº 01/2015	26/08/2015	844	63.567	12	8
Leilão nº 05/2015	18/11/2015	2.011	65.578	12	8

Leilão nº 07/2015	17/07/2015	2.518	68.096	1	0
Leilão nº 13/2015 - 1ª Etapa	13/04/2016	3.402	71.498	24	10
Leilão nº 13/2015 - 2ª Etapa	28/10/2016	6.125	77.623	24	3
Leilão nº 05/2016	24/04/2017	7.414	85.037	35	4
TOTAL		85.037		363	73

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

A respeito dos lotes não negociados, observa-se que estes ocorreram especialmente entre os anos de 2013 e 2016. Nesse período, através dos resultados do leilão, a Aneel constatou uma perda de atratividade por parte dos investidores no segmento de transmissão.

Segundo levantamento da Aneel (2017), houve vários motivos responsáveis pela redução de atratividade em empreendimentos de transmissão como, os riscos econômicos do período, as estimativas de investimentos e remunerações insuficientes e tempo de execução dos empreendimentos inapropriados.

A respeito do risco, importante salientar que o país iniciava um movimento de recessão econômica. Entre os anos de 2013 e 2016, o valor do PIB foi respectivamente de 3,0%, 0,5%, -3,7% e -3,6%.

O cenário de retração econômica trouxe um reflexo no aumento do custo para a tomada de crédito para investimentos no segmento de transmissão. A Figura 21 relaciona: (i) os lotes negociados; (ii) os lotes não negociados; e (iii) o Custo Médio Ponderado do Capital (WAAC)⁷ (médio por ano) entre 2003 e 2017. Nota-se que a partir do ano de 2013, o valor médio do WACC apresentou incrementos significativos, passando de 4,6% em 2013 para 9,8% em 2017, tal como consolidado na Figura 21.

⁷ Sigla em inglês para Weighted Average Capital Cost.

Figura 21 - Relação WACC, PIB, lotes negociados e lotes não negociados

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Com relação a remuneração dos investidores, o poder público concedente fez um esforço no sentido de ampliar a remuneração e, portanto, tornou o ambiente do negócio de transmissão mais atrativo. Sendo a RAP a forma de remuneração do investidor nos sistemas de transmissão e o CAPEX (*capital expenditure*), o investimento empregado no projeto, é possível estabelecer uma relação RAP/CAPEX que representa a proporção de receita recebida diante do investimento aplicado. A Figura 22 consolida a relação RAP/CAPEX entre os anos de 1999 e 2016.

Quanto maior for a relação da remuneração/investimento, maior é o retorno financeiro do investidor perante o capital aplicado. Através da Figura 22 é possível verificar a relação RAP/CAPEX entre os anos de 1999 e 2016.

Ainda através da Figura 22, nota-se que os anos de 2002 e 2003 foram os momentos onde os investidores auferiram as melhores remunerações, em relação ao capital aplicado, com 22,9% e 23,1%, respectivamente. A partir de 2003, a relação RAP/CAPEX cai pouco a pouco ao longo dos anos, chegando a 10,9% em 2013.

Foi somente a partir do ano de 2013 que a taxa remuneração/investimento volta a aumentar. Em 2013, a relação remuneração/investimento parte do valor de 10,9% e aumenta gradativamente até 20,8% no ano de 2016, percentual próximo aos valores praticados nos primeiros anos de leilão dos anos de entre os anos de 1999 e 2003.

Figura 22 - Relação RAP/CAPEX

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Já com relação ao tempo de implantação dos empreendimentos, na Figura 23, na qual é representado o prazo médio contratual de implantação dos sistemas de transmissão por ano, nota-se que houve um aumento importante no prazo entre os anos de 2011 e 2016. Em 2011, os investidores tinham em média 24 meses para a obtenção das licenças e implantação dos objetos leiloados naquele ano, ao passo que em 2016, o prazo médio foi de 48,2 meses.

Figura 23 - Meses médio para execução do empreendimento

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Com relação à extensão das linhas de transmissão licitadas, os 363 lotes disponibilizaram uma quantia considerável de quilômetros para a disputa dos investidores interessados. Através desta pesquisa, é possível inferir que a partir do ano de 1999, até meados do ano de 2017, os certames permitiram que fossem arrematados um total de 85.037 km de linhas.

Na Figura 24 está demonstrada a oferta de linhas de transmissão por extensão entre os anos de dezembro de 1999 e agosto de 2017. As maiores ofertas de linhas de transmissão ocorreram nos certames realizados no ano de 2008 com 10.507 km, em 2013 com 9.195 km e em 2016 com 9.527 km. Já entre os anos de 1999 e 2001, ocorreram as menores ofertas de extensões de linhas.

Figura 24 - Quilômetro de linha de transmissão por ano e acumulado

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Com relação à Receita Anual Permitida, verifica-se, através da Tabela 8, que os 45 leilões, que constituem o objeto desse estudo, geraram um deságio médio total de 22,8%. O deságio médio total é o resultado da média dos descontos de todos os lotes arrematados, ou seja, são desconsiderados os lotes ofertados e não negociados.

A soma dos descontos, a partir dos preços originais estabelecidos pela ANEEL nos editais, significou um ganho financeiro, ao poder concedente da exploração do serviço público de transmissão, da ordem de R\$ 3,7 bilhões, diferença entre o total das RAPs em editais de R\$ 17,7 bilhões e os totais das RAPs propostas pelos proponentes vencedores de aproximadamente R\$ 14,0 bilhões. Todavia, verifica-se também, através da consolidação dos dados desta pesquisa, que há uma amplitude significativa entre as médias do deságio por leilão.

Há situações em que o leilão é vencido pelo proponente sem nenhum desconto, como é o caso do Leilão nº 01/200, no qual o deságio foi de 0%. Porém, há casos em que o deságio passa da metade do valor da Receita Anual Permitida estabelecida pela Aneel, como é o caso do Leilão nº 04/2007, no qual houve deságio médio de 54,8%, referente a empreendimentos leiloados nos estados de Tocantins, Piauí, Pernambuco, Ceará Mato Grosso, Rio Grande do Sul, Sergipe, Alagoas, Maranhão e Paraná.

Tabela 8 - RAPs e deságios por leilão

Item	Leilões	RAP Edital (R\$ $\times 10^6$)	RAP Proposta (R\$ $\times 10^6$)	Deságio médio (%)
1	Concorrência 007/1999	45,3	41,7	8,0
2	Concorrência 011/1999	34,6	24,0	30,7
3	Concorrência 003/2000	15,3	10,3	32,9
4	Leilão nº 002/2000	330,3	321,2	2,8
5	Leilão nº 004/2000	236,0	233,5	1,1
6	Leilão nº 001/2001	5,8	5,8	0,0
7	Leilão nº 003/2001	57,5	57,0	0,9
8	Leilão nº 002/2002	213,9	192,9	9,8
9	Leilão nº 001/2003	410,2	249,3	39,2
10	Leilão nº 001/2004	419,1	269,4	35,7
11	Leilão nº 002/2004	216,5	117,9	45,5
12	Leilão nº 001/2005	511,5	289,9	43,3
13	Leilão nº 003/2006	119,4	60,5	49,4
14	Leilão nº 005/2006	203,3	99,4	51,1
15	Leilão nº 004/2007	148,6	67,1	54,8
16	Leilão nº 004/2008	395,4	315,6	20,2
17	Leilão nº 006/2008	56,2	35,1	37,6
18	Leilão nº 007/2008	799,5	742,4	7,1
19	Leilão nº 008/2008	140,5	117,8	16,2
20	Leilão nº 001/2009	220,4	173,8	21,1
21	Leilão nº 005/2009	170,8	122,3	28,4
22	Leilão nº 001/2010	84,2	57,6	31,6
23	Leilão nº 006/2010	39,2	19,2	50,9
24	Leilão nº 008/2010	93,1	52,4	43,7
25	Leilão nº 001/2011	93,6	43,7	53,3
26	Leilão nº 004/2011	341,3	263,7	22,7
27	Leilão nº 006/2011	193,6	145,4	24,9
28	Leilão nº 002/2012	363,9	224,3	38,4
29	Leilão nº 003/2012	50,1	38,7	22,8
30	Leilão nº 005/2012	90,8	89,8	1,0
31	Leilão nº 007/2012	450,1	352,5	21,7
32	Leilão nº 001/2013	452,2	398,1	12,0
33	Leilão nº 002/2013	89,5	78,0	12,8
34	Leilão nº 007/2013	368,7	342,3	7,2
35	Leilão nº 011/2013	701,0	434,6	38,0
36	Leilão nº 013/2013	36,9	34,8	5,6
37	Leilão nº 001/2014	403,1	350,0	13,2
38	Leilão nº 004/2014	432,6	376,9	12,9
39	Leilão nº 007/2014	162,9	155,4	4,6
40	Leilão nº 001/2015	254,1	248,9	2,0
41	Leilão nº 005/2015	617,8	613,8	0,6
42	Leilão nº 007/2015	1.219,8	988,0	19,0
43	Leilão nº 013/2015 - 1ª Etapa	1.404,3	1.362,7	3,0
44	Leilão nº 013/2015 - 2ª Etapa	2.416,6	2.124,9	12,1
45	Leilão nº 005/2016	2.633,3	1.673,0	36,5
		17.742,9	14.015,5	22,8

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Como o processo licitatório reúne vários lotes, ao fazer uma avaliação individualizada, é possível averiguar com melhor sensibilidade os valores extremos que podem atingir os deságios máximos. Conforme representado na Figura 25, que estabelece um comparativo entre os valores médios de deságio dos leilões e os deságios máximos alcançados entre os lotes que os compõe, nota-se que o Lote E do Leilão nº 06/2008 atingiu o maior deságio já registrado, o de 60%. Esse lote foi arrematado pela Neoenergia em empreendimentos de ampliação de subestações na Bahia.

Figura 25 – Deságios médios e maiores deságios por leilão

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Ainda acerca dos deságios, a Figura 26 apresenta uma correlação entre os deságios médios por ano e a quantidade de lotes negociados e lotes não negociados por ano. Dessa maneira, é possível notar que os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016 foram os anos com mais lotes não negociados, sendo 16, 10, 18 e 13, respectivamente. O mesmo período foi também o momento com baixos deságios médios.

Os baixos deságios médios, acrescido ainda com o fato da quantidade de lotes não negociados, levam a crer, que na avaliação dos investidores, aqueles leilões e período não ofereciam oportunidades de negócios interessantes, sob o ponto de vista de uma remuneração adequada, frente ao risco que poderiam se expor naquele momento.

Figura 26 - Deságio médio por lotes

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

4.2 Agentes investidores vencedores dos leilões de transmissão

Para a contratação da concessão do serviço público de transmissão, segundo o edital de licitação, podem participar proponentes formados por pessoas jurídicas de origem *nacional*, de

origem *estrangeira*, de natureza *privada* ou *pública*, *isoladamente* (não-consorciado) e, ou, agrupadas em *consórcio*. Desde o primeiro certame, em 1999, até o Leilão nº 05/2016 de 2017, houve diversos agentes que se propuseram a participar, contudo, somente 116 deles, em algum momento, saíram vencedores de algum lote – de formas isoladas ou por meio de consórcios.

Um consórcio de empresas é a agregação de companhias, sob certa orientação, que não perderão suas personalidades jurídicas individuais, porém focam em uma finalidade comum ou determinado empreendimento, geralmente de grande volume financeiro, inclusive, exigindo para sua execução conhecimento técnico especializado e instrumental técnico de alto padrão. Os principais tipos de consórcios são constituídos para a execução de grandes obras de engenharia, atuação no mercado de capitais, acordos exploratórios de serviços de transporte, exploração de atividades minerais e correlatas, atividades de pesquisa ou uso comum de tecnologias e licitações públicas.

Os participantes que farão parte de um consórcio nem sempre são da mesma natureza de negócio. Podem participar diversas companhias, tais como:

- Operadores de transmissão – empresas especializadas em operação e manutenção de linhas de transmissão, subestações;
- Fornecedoras de equipamentos – empresas que comercializam elétricos como transformadores, cabos, disjuntores e para-raios;
- Construtoras especializadas na execução de projetos, construção civil, estudos geológicos, montagem eletromecânica, instalações elétricas;
- Consultorias com expertise em estudos ambientais, processos fundiários, projetos sociais, fiscalização e suporte técnico;
- E fundos de investimento que se comprometem com aportes financeiros.

Essa estratégia de composição de consórcio parte do pressuposto que cada empresa pode agregar um valor diferente ao projeto. Assim, o consórcio constituído fica mais eficiente, o que, consequentemente, refletirá em um lance mais baixo no leilão (HIROTA, 2006). Inclusive, após a construção, algumas das empresas do consórcio optam por continuarem no consórcio, recebendo um valor pré-determinado nos contratos, enquanto que outras, optam por saírem, recebendo suas partes do empreendimento.

Via de regra, esses consócios se configuram em uma sociedade empresária denominada Sociedade de Propósito Específico (SPE), uma sociedade empresarial cuja atividade é restrita, podendo em alguns casos ter prazo de existência determinado e sendo normalmente utilizada para isolar o risco financeiro da atividade desenvolvida.

O modelo de negócio da SPE assemelha-se à *joint venture* (origem norte-americana), isto é, duas ou mais pessoas físicas e/ou jurídicas que unem suas habilidades, recursos financeiros, tecnológicos e industriais, para executar objetivos específicos e determinados. Há ainda casos de empresas isoladas que vencem as licitações, e mesmo não constituindo uma SPE, com propósito específico de explorar concessões de serviço público de transmissão, ao saírem vencedoras, dão origem à uma nova empresa com esse mesmo objetivo específico.

Sob o ponto de vista da classificação dos agentes quanto a natureza predominante *privada* ou *pública*, de capital *estrangeiro* ou *nacional*, conclui-se que, como mostra a Figura 27, dos 116 agentes que já obtiveram êxito em algum dos leilões, a maioria, portanto, 65%, são investidores *privados* de capital *nacional*. Em seguida, tem-se os agentes *privados* de capital *estrangeiro*, representando 24% do total. Por fim, os agentes *públicos* ou predominantemente públicos, que correspondem somente a 11% do total – 8% *nacionais* e somente 3% são investidores *públicos estrangeiros*.

Figura 27 - Natureza e origem do capital das empresas

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

A relevante parcela de investidores *privados* indica que o ambiente de negócios do segmento de transmissão de energia elétrica nacional se tornou atrativo e competitivo. Diferente do modelo estatal do setor elétrico anterior a década de 1990, a partir da reestruturação do setor, o segmento de transmissão de fato passa a ter sua expansão financiada também pelo capital privado.

Para este estudo, a respeito da natureza do capital dos proponentes vencedores dos certames de transmissão, seja na forma *isolada* (não-consorciada) ou *consorciada*, foram estabelecidas dezesseis categorias de classificação de formações possíveis, considerando a origem e a natureza do capital, como apresentado na Tabela 9.

A Tabela 9 organiza as dezesseis tipologias de formações entre os agentes investidores da seguinte forma: na segunda coluna, após a coluna do item, há o código que abrevia o tipo de formação; em seguida, a formação dos investidores em *isolado* (não-consorciada) ou *consorciado*, se sua origem é de capital *nacional* ou *estrangeiro* e se de capital *público* ou *privado*; e na última coluna, há uma breve descrição sobre o tipo de composição da formação dos proponentes.

Tabela 9 - Tipos de formações de investidores

Item	Código	Formação/Origem do Capital/Natureza do Capital	Descrição da Forma de organização
1	INPr	Isolado Nacional Privado	Investidor isolado de origem nacional e capital privado
2	INPu	Isolado Nacional Público	Investidor isolado de origem nacional e capital público
3	IEPr	Isolado Estrangeiro Privado	Investidor isolado de origem estrangeira e capital privado
4	IEPu	Isolado Estrangeiro Público	Investidor isolado de origem estrangeira e capital público
5	CNPr	Consórcio Nacional Privado	Consórcio de investidores de origem nacional e capital privado
6	CNPu	Consórcio Nacional Público	Consórcio de investidores de origem nacional e capital público
7	CEPr	Consórcio Estrangeiro Privado	Consórcio de investidores de origem estrangeiro e capital privado
8	CEPu	Consórcio Estrangeiro Público	Consórcio de investidores de origem estrangeiro e capital público
9	CNPr/NPu	Consórcio Nacional Privado com Nacional Público	Consórcio de investidores de origem nacional e capital privado e público
10	CNPr/EPr	Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Privado	Consórcio de investidores de origem nacional de capital privado com estrangeiro de capital privado
11	CNPr/EPu	Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Público	Consórcio de investidores de origem nacional de capital privado com estrangeiro de capital público
12	CNPu/EPr	Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Privado	Consórcio de investidores de origem nacional de capital público com estrangeiro de capital privado
13	CNPu/EPu	Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Público	Consórcio de investidores de origem nacional de capital público com estrangeiro de capital público
14	CEPr/EPu	Consórcio Estrangeiro Privado com Estrangeiro Público	Consórcio de investidores de origem estrangeira e capital privado com estrangeiro de capital público
15	CNPr/EPr/NPu	Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Privado	Consórcio de investidores de origem nacional privado e público e estrangeiros de capital privados
16	CNPr/EPu/NPu	Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Público	Consórcio de investidores de origem nacional privado e público e estrangeiros de capital público

Fonte: Elaboração do autor.

Ao analisar a quantidade de lotes conquistados por tipo de formação de investidores, nota-se que em geral aqueles que disputaram de forma *isolada* obtiveram maior número de sucesso. A Tabela 10 lista os tipos de formações dos proponentes de acordo com as quantidades

de vitórias, além da proporção dessas respectivas vitórias diante do total de lotes já negociados entre os anos de 1999 e 2017.

Conforme detalhado na Tabela 10, os proponentes *estrangeiros privados*, que participaram *isoladamente*, arremataram 25,1% dos lotes negociados, seguidos dos investidores *públicos nacionais*, também de forma *isolada*, com 18,6% de sucesso nos lotes negociados. Em terceiro lugar estão os investidores *nacionais privados* na forma *não-consorciada*, com 13,7% dos lotes negociados.

Tabela 10 - Quantidade de vitórias por tipo de formação

Formação/Origem do Capital/Natureza do Capital	Quantidade de Vitórias	Proporção de vitórias (%)
Isolado Estrangeiro Privado	73	25,1%
Isolado Nacional Público	54	18,6%
Isolado Nacional Privado	40	13,7%
Consórcio Nacional Privado	30	10,3%
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público	24	8,2%
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Público	24	8,2%
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Privado	10	3,4%
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Privado	9	3,1%
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Privado	9	3,1%
Consórcio Nacional Público	7	2,4%
Isolado Estrangeiro Público	4	1,3%
Consórcio Estrangeiro Privado	4	1,3%
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Público	1	0,3%
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Público	1	0,3%
Consórcio Estrangeiro Público	0	0,0%
Consórcio Estrangeiro Privado com Estrangeiro Público	0	0,0%

Fonte: Elaboração do autor.

Entretanto, ao verificar as extensões das linhas conquistadas nos certames, nota-se que embora haja formações detentoras de várias vitórias, isso não se traduz, necessariamente, em extensões de linhas arrematadas. A Tabela 11 apresenta a relação das tipologias das formações dos proponentes, extensão de linhas de transmissão negociadas nos certames e a proporção diante do total de linhas ofertadas entre os anos de 1999 e meados de 2017.

Ainda que as formações que ocupam os cinco primeiros postos no quesito de extensões de linhas conquistadas sejam os mesmos cinco maiores vencedores de lotes, há uma permuta na colocação. Embora a formação *não-consorciado nacional público* ocupe o segundo lugar no ranking de quantidade de lotes, com 54 lotes arrematados, conforme mostra a tabela, essa formação aparece em terceiro lugar no quesito extensão, com aproximadamente 8 mil km de linhas de transmissão.

Nesse mesmo sentido, a formação consorciada de investidores *nacionais públicos* com investidores *estrangeiros públicos*, que estavam em quinto lugar com 24 lotes arrematados, se encontram na segunda colocação na relação de extensão de linhas de transmissão conquistadas, com aproximadamente 10 mil km.

Tabela 11 – Tipologia de proponentes por extensão de linhas negociadas

Formação/Origem do Capital/Natureza do Capital	Extensão (km)	Proporção extensão (%)
Isolado Estrangeiro Privado	20.610	24,3%
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Público	10.072	11,9%
Isolado Nacional Público	8.053	9,5%
Consórcio Nacional Privado	7.305	8,6%
Isolado Nacional Privado	6.929	8,1%
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público	6.644	7,8%
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Privado	5.958	7,0%
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Privado	4.737	5,6%
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Privado	4.215	4,9%
Isolado Estrangeiro Público	3.818	4,5%
Consórcio Nacional Público	2.585	3,0%
Consórcio Estrangeiro Privado	2.268	2,6%
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Público	1.050	1,2%
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Público	402	0,4%
Consórcio Estrangeiro Público	0	0,0%
Consórcio Estrangeiro Privado com Estrangeiro Público	0	0,0%

Fonte: Elaboração do autor.

Ainda com relação às vitórias de formações *isoladas* ou em forma de *consórcios*, examinando todos os lotes arrematados dos leilões, observa-se que aproximadamente 40% deles foram vencidos por composições *consorciadas*. Portanto, mesmo com as vantagens

advindas de uma *consorciação*, 60% dos lotes arrematados foram por investidores na forma *isolada* (*não-consorciada*), como apresentado na Figura 28.

Figura 28 - Vencedores isolados e consorciados

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Embora haja a existência de grande participação de investidores *estrangeiros privados*, tal como exposto na Tabela 10, ao analisar os investidores individualmente pelo número de

êxitos em cada lote dos certames, considerando tanto as formas *isoladas* quanto as formas *consorciadas*, tem-se a Chesf no topo da lista com 34 lances vitoriosos, precedida com 26 arremates bem-sucedidos de Furnas. Somente em terceiro lugar aparece a Abengoa, agente privado de capital espanhol, com 24 vitórias.

Tabela 12 - Lista de empresas vencedoras dos lotes licitados

Item	Empresas	Arremate SEM consórcio	Arremate COM consórcio	Arremates total	Proporção (%)	Natureza	Origem
1	CHESF	27	7	34	7,5%	Pública	Nacional
2	FURNAS	7	19	26	5,7%	Pública	Nacional
3	Abengoa	17	7	24	5,3%	Privada	Estrangeiro
4	COPEL	11	12	23	5,0%	Pública	Nacional
5	CTEEP	14	9	23	5,0%	Privada	Estrangeiro
6	ELETRONORTE	9	12	21	4,6%	Pública	Nacional
7	ELETROSUL	4	14	18	3,9%	Pública	Nacional
8	Elecnor	8	7	15	3,3%	Privada	Estrangeiro
9	Isolux	11	3	14	3,0%	Privada	Estrangeiro
10	Cymi	6	7	13	2,8%	Privada	Estrangeiro
11	Alupar	4	6	10	2,2%	Privada	Nacional
12	State Grid	4	5	9	1,9%	Pública	Estrangeiro
13	Cobra	6	2	8	1,7%	Privada	Estrangeiro
14	Equatorial	8	0	8	1,7%	Privada	Estrangeiro
15	Schahin	0	8	8	1,7%	Privada	Nacional
16	CEEE	1	6	7	1,5%	Pública	Nacional
17	TAESA	4	3	7	1,5%	Privada	Nacional
18	Alusa	1	5	6	1,3%	Privada	Estrangeiro
19	Bimetal	0	6	6	1,3%	Privada	Nacional
20	CELG	2	4	6	1,3%	Pública	Nacional
21	CEMIG	1	5	6	1,3%	Pública	Nacional
22	EDP	4	1	5	1,1%	Privada	Estrangeiro
	Fundo de Investimento Brasil						
23	Energia	0	5	5	1,1%	Privada	Nacional
24	Braxenergy	0	4	4	0,8%	Privada	Nacional
	Companhia Técnica de Engenharia						
25	Elétrica	1	3	4	0,8%	Privada	Nacional
26	Elektro	4	0	4	0,8%	Privada	Estrangeiro
27	J. Malucelli	0	4	4	0,8%	Privada	Nacional
	LT Bandeirante						
28	Empreendimentos	0	4	4	0,8%	Privada	Nacional
29	Neoenergia	4	0	4	0,8%	Privada	Estrangeiro
30	Orteng	1	3	4	0,8%	Privada	Nacional

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Deste modo, através da investigação, constata-se que, embora os investidores estrangeiros privados nas formas de grupos *isolados* tenham arrematado mais lotes, os agentes *públicos nacionais*, como a Chesf e a Furnas, ainda são os investidores mais frequentes entre os vitoriosos, tanto na forma *isolada* ou *consorciada* com outros grupos de diferentes naturezas e origens de capital.

Observando especialmente as duas primeiras colocadas, a Chesf e Furnas, percebe-se que são empresas com algumas similaridades, como por exemplo o fato de ambas serem empresas predominantemente *públicas* e *nacionais* subsidiárias da Eletrobras, porém cada uma assume estratégias distintas com relação a formação societária para disputa de leilões. Das disputas que a Chesf ingressou, foi de maneira *isolada* que ela teve maior êxito, porém, de modo oposto, Furnas obteve maior número de vitórias de forma *consorciada*.

Após a reestruturação do sistema elétrico brasileiro na década de 1990, houve algumas mudanças com relação à origem proprietária da Eletrobras. Diferentemente da época de criação, na década de 1960, a Eletrobras passou de uma empresa completamente pública para assumir um perfil de sociedade de economia mista e de capital aberto sob controle acionário do governo federal brasileiro, atuando como uma *holding* (ELETROBRÁS, 2017).

Conceitualmente, uma sociedade de economia mista é aquela na qual o Estado torna-se o titular majoritário de ações de uma sociedade anônima por alguma eventualidade, ou então, quando o próprio Estado dispõe de seus bens para manter sociedade com as demais pessoas, físicas ou jurídicas, de natureza privada (PINTO, 1953). Já o Decreto-lei nº 900, de 29 de setembro de 1967, que regula a estruturação, as atribuições e o funcionamento de órgãos da administração Federal, define como sociedade de economia mista aquela entidade com personalidade jurídica privada, criada por lei para a exploração de atividade econômica, sob a forma de sociedade anônima, cujo o controle acionário pertence à União (BRASIL, 1969).

Essencialmente pode-se dizer que a sociedade de economia mista está próxima da empresa pública (CRUZ, 1974). Tal como a *holding* Eletrobras, suas subsidiárias também são grupos de sociedade de economia mista, como a Eletronorte, Furnas, a Eletrosul e a Chesf.

A Tabela 12 elenca somente 30 das empresas com a maior quantidade de vitórias nos leilões, todavia, como citado anteriormente, houve 116 empresas que já participaram e venceram algum lote de alguma licitação de concessão pública de transmissão de energia⁸.

Assim como há os casos de formação de consórcios, como já citado anteriormente, há casos de agentes investidores que se desligam dos consórcios do empreendimento de transmissão. Ainda há cenários nos quais as SPEs são transferidas para agentes transmissores de outra titularidade.

Ao examinar os consórcios vencedores dos leilões e os agentes transmissores, que de fato cuidam da operação da concessão de transmissão pública, nota-se que nem sempre as SPEs originais constituídas nos leilões são os mesmos grupos transmissores, após a entrada em operação do sistema de transmissão. A lista completa das SPEs organizadas nos leilões, bem como os transmissores nacionais estão disponíveis nos anexos – Anexo A – Lista dos consórcios vencedores e suas composições e o Anexo B – Lista dos agentes transmissores

Outro fato que foi possível constatar através da pesquisa, diz respeito a assiduidade dos proponentes com relação ao sucesso nos leilões. Sob a perspectiva da assiduidade, das 116 empresas, que já ocupam o pódio nas licitações, notou-se que pouco mais da metade obtiveram vitórias recorrentes.

Nota-se também que 51% dos investidores somente obtiveram sucesso uma vez em algum momento, seja de forma isolada ou consorciada. Portanto, como mostra a Figura 29, 49% dos investidores arremataram lotes mais de uma vez ao longo dos anos de 1999 a 2017.

Diante desse fato, constata-se que aproximadamente metade dos agentes vitoriosos não se instalam de maneira sólida no mercado de concessões públicas de transmissão, considerando essa oportunidade como um viés de negócio atraente e adequadamente rentável.

⁸ A lista na íntegra com as 116 empresas está disponibilizada no Anexo C – Lista das empresas vencedores dos leilões.

Figura 29 - Proporção de vitórias únicas

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

A respeito da competitividade das formações de investidores tipificados como vencedores dos leilões, é possível conferir na Tabela 13 a relação das tipologias de formações entre os investidores e a média dos deságios que ofertaram nos leilões entre os anos de dezembro de 1999 e agosto de 2017. Nota-se que, exceto por uma vitória única de um consócio composto por proponentes *nacionais* com *estrangeiros públicos* e *privados*, são os agentes *privados estrangeiros*, na forma *isolada*, que ofertam em média os maiores deságios.

Em seguida, os mais competitivos são os investidores *nacionais públicos*, também na forma *isolada*, e, posteriormente, os proponentes formados por *consórcios* entre agentes *nacionais públicos* e *privados*.

Tabela 13 - Relação deságio médio e tipologia de grupo proponente

Formação/Origem do Capital/Natureza do Capital	Deságio (%)	Quantidade de Vitórias
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Público	53,5%	1
Isolado Estrangeiro Privado	30,6%	73
Isolado Nacional Público	27,1%	54
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público	24,0%	24
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Privado	19,6%	9
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Público	18,8%	24
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Privado	15,7%	9
Isolado Nacional Privado	15,7%	40
Consórcio Nacional Privado	14,0%	30
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Privado	14,0%	10
Isolado Estrangeiro Público	13,0%	4
Consórcio Nacional Público	9,2%	7
Consórcio Estrangeiro Privado	6,1%	4
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Público	3,3%	1
Consórcio Estrangeiro Público	0,0%	0
Consórcio Estrangeiro Privado com Estrangeiro Público	0,0%	0

Fonte: Elaboração do autor.

Com relação ao volume da Receita Anual Permitida, que os grupos tipificados auferem, a Tabela 14 elenca, além da tipologia das formações dos grupos investidores, a soma das RAPs e a quantidade de lotes arrematados. Mantendo a posição de liderança semelhante da competitividade, a formação *isolada* de grupos *estrangeiros privados* recolhe a soma das RAPs de aproximadamente R\$ 2,8 bilhões.

Entretanto, em segundo lugar, diferentemente do ranking de competitividade, no qual estão a tipologia de investidores *isolados nacionais públicos*, são os investidores *isolados nacionais privados* que auferem, aproximadamente, R\$ 1,9 bilhão de RAP na soma anual. A tipologia dos agentes investidores *isolados públicos nacionais* aparece somente em nono lugar, no ranking de ganhos, com a soma das RAPs da ordem de R\$ 0,8 bilhão.

Tabela 14 - Relação de RAP por tipologia de grupo proponente

Formação/Origem do Capital/Natureza do Capital	RAP Proposta (Bilhões R\$)	Quantidade de Vitórias
Isolado Estrangeiro Privado	2,8	73
Isolado Nacional Privado	1,9	40
Consórcio Nacional Privado	1,6	30
Isolado Estrangeiro Público	1,3	4
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Público	1,3	24
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Privado	1,0	10
Isolado Nacional Público	0,8	54
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público	0,6	24
Consórcio Nacional Público com Estrangeiro Privado	0,6	9
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Privado	0,5	9
Consórcio Estrangeiro Privado	0,5	4
Consórcio Nacional Público	0,2	7
Consórcio Nacional Privado com Estrangeiro Público	0,1	1
Consórcio Nacional Privado com Nacional Público e Estrangeiro Público	0,01	1
Consórcio Estrangeiro Público	-	0
Consórcio Estrangeiro Privado com Estrangeiro Público	-	0

Fonte: Elaboração do autor.

Portanto, analisando a relação de competitividade e de receita, é possível afirmar que existe uma correlação entre a competitividade da tipologia de agentes investidores *isolados estrangeiros privados* e o volume de receita anual. Entretanto, para a tipologia de investidores *isolados nacionais públicos*, embora sejam competitivos, os projetos adquiridos não são aqueles que na média resultam em maiores remunerações.

Por outro lado, a formação de *consórcios nacionais privados*, que aparecem como terceira formação que mais obtém ganhos médios de RAPs dos projetos arrematados, estão na nona posição da tipologia mais competitiva. Entende-se, portanto, que embora não ofertem os maiores descontos nos certames, os projetos arrematados são na média os mais lucrativos.

Ainda através dos dados presentes na Tabela 14, conclui-se que, embora a formação de investidores *nacionais públicos* não esteja no topo dos ganhos de RAPs, seja de forma *isolada*

ou *consorciada* somente de agentes *nacionais públicos*, ainda é um proponente importante. Ao somar as RAPs de todas as formações, das quais agentes *nacionais públicos* fazem parte, o resultado é uma soma de RAPs em torno de R\$ 4,4 bilhões, ao passo que as formações que não tem nenhuma participação de agentes investidores *públicos nacionais* estão em torno de R\$ 9,5 bilhões de receita anual.

Por fim, diante das tipologias de formações acionárias propostas na análise e observando os aspectos de quantidades de vitórias, do montante das RAPs auferidas, dos deságios ofertados e as extensões de linhas de transmissão reunidos nos seus valores proporcionais ao valor total, de maneira que permita a análise dos diversos aspectos sumarizados, tem-se a Figura 30.

Através dessa figura, nota-se que os investidores *privados estrangeiros* na forma *isolada* constituem a formação que mais se destaca. De todos os 290 lotes negociados, essa formação deteve 25,1% das vitórias, assimilando 20.610 km de linhas de transmissão, ou seja, 24,3% de toda a extensão de linha de transmissão negociada. Para tanto, essa tipologia de formação se mostra muito competitiva, ofertando um deságio médio de 30,6%, que rende R\$ 2,8 bilhões de remunerações por meio de RAPs.

Em segundo lugar, no aspecto de ganhos com RAPs, têm-se os investidores *nacionais privados* na forma *isolada*. Esse tipo de formação aufer RAPs da ordem de R\$ 1,9 bilhão, entretanto estão em terceiro lugar no número de lotes negociados, com 40 lotes, o que significa 6.929 km de linha arrematada, quinto lugar no ranking nesse aspecto. No que tange a competitividade, essa formação se mostra pouco competitivo, ofertando deságio de 15,7% na média. Entretanto, de alguma forma esse dado mostra que essa formação fez boas escolhas por não ofertar grandes deságios e, ainda assim, arrematar projetos com bons rendimentos.

Em terceiro lugar, alcançando R\$ 1,6 bilhão de RAPs, têm-se os *consórcios* formados por investidores *nacionais privados*. Essa formação, embora com rendimentos na terceira colocação, está em quarto lugar quanto ao número de vitórias e extensões de linhas adquiridas, 30 vitórias e 7.305 km respectivamente. Semelhantemente ao caso da formação de investidores *nacionais privados isolados*, embora bem colocado nas receitas, essa formação tem ofertado deságios não tão competitivos quanto a média das demais formações, na média de 14,0%, o que o posiciona na nona colocação diante das demais tipologias de formações de proponentes.

A tipologia de investidores *nacionais públicos não-consorciados*, mesmo sendo a formação com o segundo lugar quanto a quantidade de lotes arrematados, 54, aparece no ranking de RAP em sétima colocação, portanto, auferindo R\$ 0,8 bilhão anualmente. De maneira oposta da tipologia dos *nacionais privados, isolados* ou *consorciados*, no quesito eficiência financeira, a formação de investidores *nacionais públicos isolados* detém o terceiro lugar nos rankings de extensão de linhas e competitividade, com 8.053 km e 27,1% médios de deságio. Isso demonstra que a tipologia formada por investidores *nacionais públicos isolados* tem arrematado grandes extensões de linhas de forma competitiva, porém são projetos que não trazem retornos financeiros na mesma proporção.

Figura 30 – Tipologia das formações acionárias sob os diversos aspectos de maneira proporcional

Fonte: Elaboração do autor.

4.3 Breve panorama sobre o histórico das empresas mencionadas

Antes da abertura de mercado na década de 1990, que permitiu o ingresso de empresas privadas no processo de ampliação do sistema de transmissão, as grandes empresas federais e estaduais tinham absoluta influência nos ativos de transmissão. Hoje em dia essas mesmas empresas ainda são predominantemente estatais, porém há a participação de outros acionistas que adquirem cotas de suas ações. Essas empresas são:

- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf;
- Furnas - Centrais Elétricas S.A.;
- Companhia Paranaense de Energia - Copel;
- Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - Eletrosul;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte.

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco, empresa do grupo Eletrobras, foi criada pelo Decreto-Lei Nº 8031, de 3 de outubro de 1945, e constituída em assembleia de acionistas realizada em 15 de março de 1948 (CHESF, 2017). A Chesf foi a primeira empresa pública federal de eletricidade do país criada com o intuito de explorar o potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso, situada no rio São Francisco entre os estados de Alagoas e Bahia.

Assim, projetou e executou sua primeira obra, a Usina Paulo Afonso I, iniciada em 1949 e, em 15 de janeiro de 1955, foi inaugurada oficialmente pelo Presidente João Café Filho. Em 1962, com a constituição da Eletrobras, a Chesf passou à condição de subsidiária da *holding* federal.

Furnas é uma empresa de economia mista controlada pela União, criada em 28 de fevereiro de 1957, e autorizada a funcionar na mesma data pelo Decreto nº 41.066. A Central Elétrica de Furnas S. A. foi criada, a priori, para a construção de uma grande usina em Minas Gerais de mais de mil megawatts de capacidade, com objetivo de suprir o abastecimento energético da região Sudeste. Sediada em Passos (MG) e com escritório central no Rio de Janeiro, devido à escritura pública da qual participaram: o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDE), antigo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), administrador do Fundo Federal de Eletrificação; a Cemig; o Departamento de Águas e Energia Elétrica de São Paulo; a São Paulo Light; e a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), subsidiária da Amforp (FURNAS, 2017).

Posteriormente, o governo federal tornou-se seu principal acionista e, em 1962, Furnas passou para a subsidiária da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e, em 1971, a empresa teve a sua denominação alterada para Furnas Centrais Elétricas S.A. Um marco importante aconteceu em 1973, quando Furnas foi designada para a construção do sistema de transmissão de Itaipu.

Importante rememorar que Furnas não participou exclusivamente de projetos hidrelétricos e sistemas de transmissão. Em 1985, inaugurou a usina nuclear Angra 1 e, em 1997, no âmbito das medidas relacionadas à privatização de Furnas, deu-se a cisão de seu segmento nuclear, originando a Eletrobras Termonuclear S.A. (Eletronuclear). Em 2004, Furnas foi retirada do Programa Nacional de Desestatização (PND).

A Copel surgiu através do Decreto nº 14.947, de 26 de outubro de 1954, assinado por Bento Munhoz da Rocha Netto, e desde 14 de agosto de 1979, apenas como Companhia Paranaense de Energia. A empresa é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída sob a forma de sociedade de economia mista, controlada pelo Governo do Estado do Paraná. Com o Decreto nº 1.412, de 1956, a Copel passou a centralizar todas as ações governamentais de planejamento, construção e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos.

A Eletronorte é uma empresa federal criada nos termos da Lei nº 5.824, de 14 de novembro de 1972, e constituída em 20 de junho de 1973. Surgiu já integrada ao quadro de empresas controladas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras). A Eletronorte foi constituída como subsidiária da Eletrobras com o objetivo de executar políticas governamentais de energia elétrica, especialmente no norte do país (ELETRONORTE, 2017).

A Eletronorte foi fundamental ao iniciar a produção de eletricidade na região amazônica, destacando a entrada em operação das usinas hidrelétricas Tucuruí, assumindo papel similar ao desempenhado nas demais regiões do país pelas empresas Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) no nordeste, Furnas Centrais Elétricas no sudeste e Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul) no sul do Brasil. A empresa foi incluída no Programa Nacional de Desestatização (PND) em 1995, vindo a ser cindida em 1998, originando a criação, nesse mesmo ano, das subsidiárias Manaus Energia S.A. e Boa Vista Energia S.A., atuantes,

respectivamente, nas capitais de Manaus (AM) e Boa Vista (RR). Em 2004, A Eletronorte foi retirada do PND.

A Eletrosul é uma empresa federal constituída em 23 de dezembro de 1968 e autorizada a funcionar em 23 de abril do ano seguinte pelo Decreto nº 64.395. Faz parte do grupo de empresas controladas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A (Eletrobras) (ELETROSUL, 2017).

Os sistemas elétricos mais importantes do Sul eram de propriedade de empresas públicas, como a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), pertencente ao governo do Rio Grande do Sul, Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel), que ampliavam seus programas de obras de geração e transmissão. A razão de constituir uma nova empresa federal era reforçada pela tendência de centralização dos investimentos, controle e gestão do setor de energia elétrica em torno do grupo Eletrobras.

A Eletrosul surgiu como terceira subsidiária regional da Eletrobras, porém com foco na área que compreendia, originariamente, os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, sendo ampliada posteriormente com a inclusão do Mato Grosso do Sul em 1980. Em 2004, a Eletrosul foi retirada do PND, sendo autorizada a retomar as atividades de geração pela Lei nº 10.848, de 15 de março do mesmo ano, e assumindo a nova denominação Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul).

Já após a abertura de mercado, na década de 1990, umas das principais empresas que aparecem com maior número de sucesso nos leilões, sendo elas consorciadas ou isoladas, são: a Abengoa, a Cteep, a Elecnor, a Isolux, a Cymi, a Alupar e a State Grid.

A Cteep inicialmente estatal, agora privada e chamada ISA Cteep, foi criada em 1999 a partir da divisão dos ativos da estatal paulista Companhia Energética de São Paulo (CESP), dentro do programa de privatização do governo estadual. Mais tarde, em 2001, a ISA Cteep incorporou a Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica, resultante do desmembramento da Eletropaulo (CTEEP, 2017).

No leilão de privatização, ocorrido em 2006, promovido pelo governo paulista, na BOVESP, 50,10% das ações ordinárias da Cteep, pertencentes ao Governo do Estado de São Paulo, foram adquiridas pelo Grupo ISA, a partir daí a ISA passa a ser a controladora da Cteep.

A Abengoa foi iniciada em 1941, fundada em Sevilha, na Espanha, entre familiares e amigos. Seu objetivo inicial era produzir medidores monofásicos, mas também se dedicou ao desenvolvimento de projetos e estudos técnicos, bem como instalações elétricas. Durante a década de 1950, expandiu suas atividades ao longo do território nacional e, a partir da década de 1960, expandiu sua atuação em mercados internacionais.

No Brasil, a Abengoa iniciou suas atividades na década de 1990, participando com sucesso de vários leilões de transmissão e, na década de 2000, constituiu uma grande e importante transmissora, a Abengoa Transmissora de Energia (ATE). Entretanto, a multinacional espanhola iniciou um momento crítico entre os anos de 2014 e 2015, no qual suas dívidas financeiras chegaram a montantes próximos ao valor de 9 bilhões de euros, após meses reportando fluxos negativos de caixa. Com a grande queda do valor das suas ações, a Abengoa vendeu uma série de ativos no Brasil e no mundo, e no ano de 2016, a empresa mostrou ter chegado a um acordo de reestruturação com os seus credores para evitar a maior falência da história na Espanha.

A Elecnor é uma empresa originalmente voltada para o setor elétrico, fundada em 1958 na Espanha, por um grupo de famílias. Em 1967 iniciou sua expansão internacional, porém somente na década de 1970, abriu uma filial no Brasil para serviços elétricos. Na década de 1990, a Elecnor se dedicou a prestação de serviços para algumas outras empresas espanholas que atuavam no Brasil, especialmente a Telefônica, empresa de telecomunicações.

Somente a partir da década de 2000, a Elecnor obteve a primeira concessão de transmissão de energia elétrica. Em 2004, a Elecnor iniciou suas atividades no setor de energia eólica, através da subsidiária Enerfin. Hoje a Elecnor segue no setor de transmissão, sendo a sua última participação vitoriosa nos certames realizados no ano de 2014.

O Grupo Isolux Corsán é essencialmente um grupo voltado ao setor de infraestrutura, surgiu efetivamente em 2004, através da união dos grupos Isolux Way, fundado em 1933, e o grupo Corsán-Corvian, advindo de outra fissão em 1928. A empresa iniciou sua participação

no setor de transmissão, de forma bem sucedida, no ano de 2002 e encerrou tal sucesso em 2015.

No ano de 2016, a Isolux passou por uma grave crise financeira, iniciada nos anos anteriores, que a obrigou a se desfazer de uma série de ativos no Brasil, inclusive perdeu contratos por não apresentar se quer a garantia de fiel cumprimento. Já no do mesmo ano, a empresa conseguiu aprovar uma reestruturação da sua dívida com seus credores na Espanha, porém, por conta deste histórico, tem desde então suas atividades no Brasil, no âmbito da infraestrutura e especialmente no setor de transmissão, próximas da extinção.

As empresas Cymi e Cobra fazem parte da construtora ACS Atividade de Construção e Serviços. A Cymi iniciou suas atividades no ano de 1962 na Espanha, porém no Brasil somente a partir de 2002, através da concessão e construção de linhas de transmissão. A última participação da Cymi nos leilões de transmissão foi em 2016, vencendo 3 lotes de forma consorciada.

A Alupar iniciou suas atividades em 2000, operando no segmento de transmissão de energia elétrica. Em 2007, foi constituída a Alupar Investimento S.A., como *holding* de outras sociedades atuantes no setor de energia, com foco em geração e transmissão de energia elétrica. Já em 2009, teve a sua primeira participação vitoriosa em um leilão de transmissão, e a última, no ano de 2017.

A State Grid ou Companhia Nacional da Rede Elétrica da China é uma empresa de energia na República Popular da China, que é responsável pela maior parte da operação da rede elétrica chinesa. A companhia é a maior empresa de transmissão de energia elétrica e de distribuição na China e no mundo.

Em 2010, a State Grid orientou seus investimentos para o Brasil, primeiro grande investimento do conglomerado em países não asiáticos. A State Grid Brazil Holding adquiriu sete companhias nacionais de transmissão de energia. Porém, somente a partir de 2011, vem participando com sucesso dos certames de transmissão com vitórias de lotes importantes, como, por exemplo, o sistema de transmissão de Teles Pires, juntamente com a Copel, e os sistemas de transmissão de usina de Belo Monte até o sudeste do Brasil.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este último capítulo dedica-se a pontuar quais as principais conclusões possibilitadas pela pesquisa, além de apresentar resumidamente os principais pontos que se destacaram ao longo deste trabalho. Por fim, indica as limitações encontradas ao longo do desenvolvimento desta dissertação, bem como faz recomendações de tópicos para estudos futuros concernentes à área.

Observa-se que, por meio da presente pesquisa, foi possível testar a hipótese de que a partir da reestruturação do setor elétrico brasileiro, na década de 1990, os leilões de transmissão foram vencidos, na sua grande maioria, pelos mesmos investidores brasileiros, essencialmente públicos que predominaram nas décadas anteriores. Tais investidores já detinham o domínio do segmento de transmissão durante o período estatal, imediatamente anterior à década de 1990. Entretanto, foi constatada a inserção de novos agentes que passaram a investir no segmento de transmissão.

Conforme discutido, a relevância do tema aqui analisado justificou-se em função da transmissão de energia elétrica ser um segmento fundamental na composição de qualquer sistema de provimento de eletricidade e precisa de investimento destinado à sua expansão. Ainda que a principal tarefa do segmento de transmissão seja a de transportar energia elétrica dos polos geradores aos centros consumidores, ela exerce outras funções significativas, tais como: (i) realocar a energia elétrica gerada nos diferentes subsistemas, equilibrando a oferta e a demanda; (ii) otimizar as fontes de recursos de geração; (iii) prover energia elétrica sem, necessariamente, depender da instalação de um empreendimento de geração; e (iv) aumentar a segurança do sistema por meio de uma rede que ofereça alternativas de fornecimento aos consumidores.

Conforme visto, no início no século XX, atrelada ao segmento de geração e distribuição, a transmissão era basicamente financiada por empresas de capitais privados estrangeiros, que atuavam praticamente isoladas, atendendo os maiores centros urbanos do país. Posteriormente, o impulso do setor foi dado pela União, que ao assumir uma série de construções de grandes usinas hidroelétricas, também se dedicou aos seus respectivos sistemas de transmissão, tarefa que foi em boa parte executada por grandes estatais como Chesf, Furnas, Eletronorte, Eletrosul e Copel, entre outros.

Após um acentuado período de declínio do setor elétrico nacional ocorrido nos anos de 1980, diversas propostas surgiram, sob a supervisão do Ministério de Minas e Energia, para a implementação de um novo modelo que viesse a reestruturar o setor elétrico brasileiro. Tais propostas foram, posteriormente, implantadas na década de 1990. Foi assim que, ao ser engendrado, o novo modelo do setor possibilitou a expansão do sistema de transmissão por meio de concorrências da exploração de concessões públicas nesse segmento.

Tal modelo finalmente permitiu que companhias de capital privado, nacional ou estrangeiro, pudessem participar de leilões da infraestrutura setorial. Desta maneira, um novo mercado foi estabelecido, mostrando-se capaz de atrair investidores de diferentes perfis.

Em decorrência da entrada de novos investidores privados, o Estado brasileiro passou a incorporar outras funções, assumindo a posição de fiscalizador, regulador, formulador de leis e outorgante das concessões. Visando a atender essa demanda, o Estado passou por um processo de estruturação, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), em decorrência do qual foram criadas várias instituições ao longo dos anos seguintes, tais como: o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

5.1 Principais conclusões

Ao longo dos 18 anos analisados, desde o primeiro leilão de transmissão, em dezembro 1999, aconteceram mais 44 outros certames até meados de 2017. Neles, 363 lotes foram colocados para disputa, não tendo surgido interessados para 73 desses lotes.

Ainda que tenha existido um período crítico para o crescimento da rede de transmissão, datado entre os anos de 2013 e 2016, é possível observar reflexos positivos da adoção da sistemática de leilões no segmento. Dentre esses reflexos, constata-se que a malha de transmissão passou de 66,9 mil km, em 1999, para 134,7 mil km, no ano de 2016, contabilizando um acréscimo de 67,8 mil km neste período.

Os anos de 2013 a 2016 constituíram uma fase ruim para a expansão da malha de transmissão pelo aumento da proporção de lotes *não negociados* dentro desse período. Os certames desse período ocorreram num cenário no qual a economia nacional iniciava um movimento de recessão. Entre os anos de 2013 e 2016, a taxa de crescimento do PIB anual foi, respectivamente, de 3,0%, 0,5%, -3,7% e -3,6%.

Para reverter o cenário de baixo interesse dos investidores em linhas de transmissão, no contexto de um cenário pré-recessivo (anos de 2013 e 2014) e recessivo (anos de 2015 e 2016), o poder concedente lançou mão de incentivos para tornar o ambiente de negócios mais atrativo aos investidores potencialmente interessados nesse segmento. Tais incentivos foram desde a ampliação do período para implantação do sistema de transmissão, até a melhoria da remuneração, aspectos que podem ser constatados pela evolução da relação RAP/investimento, com o governo oferecendo maior receita por unidade de investimento realizado.

Com relação ao prazo de implantação do empreendimento, que diz respeito ao momento da assinatura do contrato de concessão até a entrada do projeto de transmissão em operação, a pesquisa constatou que o prazo médio contratual, que, em 2011, era em média de 24 meses, cresceu gradativamente até atingir média de 48,2 meses, em 2016. O quadro recessivo permitiu o alongamento desses prazos.

A respeito da melhoria da remuneração, a pesquisa apurou que a relação da Receita Anual Permitida/investimento aplicada aos empreendimentos aumentou progressivamente de 10,9%, em 2013, para 20,8%, no ano de 2016, o que significa, portanto, numa ampliação da remuneração do investidor por unidade investida, conforme visto. Dessa maneira, a ampliação da remuneração assumiu um caráter compensatório para o crescimento do custo do capital empregado (WACC) no mesmo período.

Quanto à remuneração dos agentes investidores pelo poder concedente da concessão, ao longo dos 18 anos dos certames, foi ofertado aos investidores interessados uma soma de Receita Anual Permitida da ordem de R\$ 17,7 bilhões em retribuição à implantação dos novos sistemas de transmissão. Entretanto, por meio da disputa dos proponentes, decorrente do processo licitatório, o qual exige a competição por maiores deságios, a soma da RAP perfez R\$ 14,0 bilhões. Portanto, houve uma economia ao poder concedente de R\$ 3,7 bilhões, correspondente ao deságio médio de 22,8% no período.

Diante do que foi exposto, é possível afirmar que as iniciativas do poder concedente causaram forte consequências no segmento. Isso ocorreu tanto na ampliação física dos sistemas de transmissão, quanto no que tange às vantagens econômicas inseridas, as quais atraíram diversos agentes investidores de distintos perfis.

O estudo apurou, adicionalmente, que ao longo dos leilões ocorridos entre os anos de 1999 e 2017, de todos os agentes investidores – sejam eles de natureza predominante *estatal* ou *privada*, de capital *nacional* ou *estrangeiro*, que disputaram os leilões de concessão pública de transmissão de energia elétrica – cerca de 116 proponentes foram vitoriosos em algum momento, fazendo parte de algum tipo de formação de *consórcio* ou de forma *não-consorciada*. Desses 116 investidores vitoriosos, 65% foram classificados como *agentes privados de capital nacional*, 24% foram *agentes privados de capital estrangeiro*, 8% foram *agentes nacionais públicos* e somente 3% foram *agentes públicos de capital estrangeiro*.

Ao analisar individualmente os proponentes vitoriosos, especialmente com relação à frequência com que arremataram lotes, de forma *isolada (não-consorciada)* ou *consorciada*, notou-se que 51% deles obtiveram sucesso somente uma vez em algum momento, portanto, 49% dos investidores arremataram lotes mais de uma vez ao longo desse período de 18 anos. Diante desse fato, observou-se que, aproximadamente, metade dos agentes vitoriosos não se instalaram de maneira sólida no mercado de concessões públicas de transmissão, embora em vários países do mundo esse seja considerado como segmento de negócio com um viés atraente e adequadamente rentável.

Ainda que seja notória a maior quantidade de agentes *nacionais privados* pertencentes a gama de investidores que estrearam e venceram as disputas nos certames de transmissão, a pesquisa mostrou que foram as estatais brasileiras – Chesf e Furnas – os agentes investidores que mais frequentemente venceram isoladamente ou fazendo parte do consórcio vencedor, sendo a primeira empresa com 34 lances vitoriosos, e, a segunda, com 26.

A pesquisa apurou também que, embora a forma consorciada apresente reconhecidamente importantes vantagens quanto à constituição de grupos investidores mais robustos financeira e tecnicamente, de todos os lotes negociados nos certames, 40% foram

arrematados com essa tipologia acionária, enquanto 60% dos lotes negociados foram arrematados por investidores na forma isolada, ou seja, não-consorciada.

Para auxiliar na caracterização dos perfis dos agentes investidores que participaram e arremataram lotes nos certames de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica quanto ao aspecto da sua origem e da natureza de seu capital, bem como quanto à forma com que arremataram os lotes – ou seja, se de maneira *consorciada* ou de maneira *isolada* – foram criadas tipologias que agruparam os investidores com características semelhantes e com à forma em que atuaram nas disputas (consorciados ou não). Assim sendo, as tipologias dos grupos acionários que se formaram para arrematar os leilões foram analisadas considerando as quantidades de vitórias, o montante da RAPs auferidos, o deságio ofertado e a extensão de linha de transmissão assimilada.

Como resultado, pôde-se constatar que os investidores *privados estrangeiros*, na forma *isolada*, compuseram a formação que mais se destacou. De todos os 290 lotes negociados, essa formação deteve 25,1% das vitórias, assimilando 20.610 km de linhas de transmissão, ou seja, 24,3% de toda a extensão de linha de transmissão negociada. Ademais, essa tipologia mostrou-se muito competitiva, ofertando um deságio médio de 30,6% e rendendo de remuneração de RAP cerca de R\$ 2,8 bilhões.

Em segundo lugar, quanto aos ganhos com as RAPs, destacaram-se os investidores *nacionais privados* na forma *isolada (não-consorciada)*. Esse tipo de formação auferiu RAPs da ordem de R\$ 1,9 bilhão no período. Ficaram, entretanto, em terceiro lugar no número de lotes negociados, com 40 lotes, que significaram 6.929 km em linhas arrematadas, correspondendo ao quinto lugar no *ranking* referente a esse aspecto. No que tange à competitividade, essa tipologia de formação mostrou-se bem menos competitivo que os demais, ofertando deságios na média de 15,7% em relação ao lance máximo exigido pelo governo. De alguma forma esses dados mostraram que esse grupo de *investidores nacionais privados não-consorciados* fez boas escolhas, já que não propuseram grandes deságios e, ao mesmo tempo, arremataram projetos com bons rendimentos.

Em terceiro lugar, alcançando R\$ 1,6 bilhão de RAPs auferidas, por *investidores nacionais privados consorciados*. Essa formação, embora com rendimentos na terceira colocação, ocupou o quarto lugar nos aspectos de números de vitórias e extensões de linhas

adquiridas, sendo 30 vitórias e 7.305 km de extensão, respectivamente. Semelhantemente ao caso dos *investidores nacionais privados não-consorciados*, embora bem colocados no que tange às receitas, eles ofertaram deságios menos competitivos, situando-se tais deságios em 14,1% em média. Esse deságio médio os posicionou na nona colocação em relação aos demais proponentes.

A tipologia dos *investidores nacionais públicos não-consorciados*, mesmo sendo a formação com o segundo lugar no aspecto que compreende a quantidade de lotes arrematados, ou seja, 54 deles, aparece no *ranking* de RAP em sétimo lugar, auferindo R\$ 0,8 bilhão anuais. De maneira oposta aos casos dos *grupos nacionais privados não-consorciados ou consorciados*, no quesito referente à eficiência financeira, os *investidores nacionais públicos não-consorciados* detiveram o terceiro lugar nos rankings de extensão de linhas e de competitividade, com 8.053 km de extensão e 27,1% de média nos deságios propostos. Isso indica que o grupo dos *investidores nacionais públicos não-consorciados* arremataram grandes extensões de linhas de forma competitiva, porém foram projetos que não trouxeram retornos financeiros tão competitivos como aqueles dos demais grupos, tomando-se como base as RAPs que foram menores.

Portanto, nesse sentido, a pesquisa refuta, em partes, a hipótese trazida inicialmente, que a partir da reestruturação do setor elétrico brasileiro, na década de 1990, os leilões de transmissão foram vencidos, na sua grande maioria, pelos mesmos investidores brasileiros essencialmente públicos, que detinham o domínio do segmento de transmissão durante o período estatal do setor, período este anterior ao processo de reestruturação.

O fato é que o segmento de transmissão pública de energia elétrica tornou-se um ambiente de negócios que incorporou importantes investidores *privados, nacionais e estrangeiros*. Através da pesquisa, contatou-se que os investidores *públicos nacionais* não foram os que mais arremataram lotes e extensões de linhas de transmissão, porém, ainda apresentaram números expressivos nesses quesitos.

Ainda que muito agressivos nas ofertas dos certames, os *investidores públicos nacionais não-consorciados* não auferiram remunerações na mesma proporção que os demais *investidores privados e estrangeiros consorciados e não-consorciados*. Por fim, ficou claro que os *investidores públicos nacionais não-consorciados* continuaram detendo uma forte influência

segmento de transmissão de energia elétrica, haja vista a competitividade nos deságios ofertados e a assiduidade recorrente com que alguns desses investidores nacionais públicos (tanto consorciados como não consorciados) obtiveram expressivo número de vitórias nos certames. Dentre esses destacam-se Chesf e Furnas como os investidores que mais obtiveram vitórias, com 34 e 26 vitórias respectivamente.

5.2 Limitações encontradas e recomendações para trabalhos futuros

Embora a ANEEL, por meio da Portaria nº 4.074/2016, tenha instituído seu Plano de Dados Abertos (PDA), o qual estabelece ações para a implementação e promoção de abertura de dados não confidenciais sob sua responsabilidade ao público como um todo, uma das dificuldades da pesquisa foi com relação à obtenção das informações das empresas e/ou consórcios que participaram dos leilões. Nem sempre as informações sobre as empresas participantes das licitações, assim como a composição dos consórcios, encontravam-se disponibilizadas e, para transpor tal situação, a consulta a publicações em periódicos, em revistas e em jornais da época foi necessária.

Outro obstáculo para o levantamento de informações referentes aos agentes participantes dos certames referiu-se à identificação precisa quanto à origem do capital do grupo investidor nos leilões. Assim sendo, a identificação dos agentes proprietários dos grupos, bem como, o acesso à informação quanto à existência de participações cruzadas, além de eventuais mudanças de titularidade ao longo do caminho, tornou a busca dos dados mais complexa. Tanto os consórcios quanto os investidores sofreram grande variação nas composições acionárias desde a fase de licitação dos empreendimentos até a operação dos sistemas de transmissão. Isso ocorreu, especialmente, pelo fato de, no Brasil, muitos grupos de investidores terem passado por importantes alterações societárias influenciados por momentos políticos e econômicos de instabilidade.

Em períodos de maior turbulência, é de se esperar que uma maior atividade de fusões e aquisições tenha ocorrido no país, e que algumas empresas tenham tido que encerrar suas operações por completo. Entretanto, essa dificuldade foi superada através da pesquisa de documentações disponibilizadas pela ANEEL e publicações de periódicos pela a mídia escrita na época.

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, surgiram algumas outras questões que fugiram do objeto principal deste estudo. Várias dessas, porém, podem ser temas de estudos futuros, os quais poderão enriquecer as discussões e ampliar o entendimento sobre o segmento de transmissão de energia elétrica brasileiro. Tal como já foi dito, muitas das SPEs, criadas para as disputas dos certames, não permaneceram operando os sistemas de transmissão após as suas construções. Diante de tal fato, seria pertinente indagar qual a razão pela qual tais SPEs não se mostraram interessadas em operar esses sistemas de transmissão ou, se for o caso, qual a razão das alterações nas suas composições societárias.

Quanto ao aspecto dos resultados dos leilões, ante à constatação de que a maioria das vitórias nos certames foram alcançadas por empresas na forma isolada, ou seja, não consorciada, questiona-se o porquê de o ambiente de licitação do segmento de transmissão de energia elétrica no país não ser favorável a formações de consórcios, que supostamente seriam grupos mais robustos e competitivos.

Questiona-se, também, o motivo pelo qual as empresas brasileiras não voltaram o olhar para o mercado internacional assim como fizeram muitos grupos estrangeiros que participaram das disputas desse segmento no Brasil. De fato, as empresas brasileiras, tanto estatais federais e/ou estaduais, mostraram ser grupos fortes que tiveram importante participação na ampliação do sistema de transmissão, seja na forma não-consorciada ou consorciada, e, portanto, tratam-se de empresas com grande experiência na implantação e operação de sistemas de transmissão.

Por fim, cabe aqui ressaltar que o presente trabalho não teve a pretensão de esgotar todas as possíveis discussões acerca dos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil. Muito pelo contrário. Até porque o setor elétrico brasileiro não está condicionado apenas à questão dos leilões, permitindo uma série de discussões sobre os seus segmentos de uma forma geral. Assim como vários outros setores, o segmento de transmissão de energia elétrica brasileiro está inserido num contexto que sofre pressões de diversas naturezas, sejam elas de cunho técnico, econômico, político, ambiental e social entre outras. Tais pressões deverão seguir influenciando o processo de desenvolvimento desse setor. Neste contexto, a análise descritiva realizada por esta pesquisa quanto ao perfil dos investidores participantes dos leilões no segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil – bem como as indagações propostas – tiveram por objetivo contribuir para o conhecimento de aspectos relacionados a esse importante segmento e à manutenção da atratividade de investimentos a ele destinados.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. Tarifas de Energia. **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**, 2015. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 15 Janeiro 2017.
- ANEEL. ANEEL propõe rever remuneração para atrair. **Aneel**, Setembro 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-propoe-rever-remuneracao-para-atrair-investimentos-na-transmissao/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageI>. Acesso em: 13 Junho 2016.
- ANEEL. Banco de informações de geração. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 13 Maio 2017.
- ANEEL. Institucional. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/a-aneel>>. Acesso em: 23 Abril 2017.
- ANEEL. Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/transmissao3>>. Acesso em: 23 junho 2017.
- ANEEL. **Relatório diferenciado de empreendimentos de expansão da Rede Básica**. Agência Nacional de Energia Elétrica/Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE. Brasília. 2017.
- ANEEL. SCT - Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <www.aneel.gov.br/sct>. Acesso em: 16 junho 2017.
- BAER, W.; MCDONALD, C. Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica. **Planejamento e Políticas Públicas**, 2009.
- BENÍCIO, G. **Energia elétrica no Brasil da primeira lâmpada à Eletrobrás**. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1977.
- BORENSTAEIN, C. R.; CAMARGO, C. D. B. **O setor elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- BRASIL. **Decreto-Lei Nº 900, de 29 de setembro de 1969. Regulará a estruturação, as atribuições e funcionamento dos órgãos da Administração Federal**. Brasília: [s.n.], 1969.
- CALDAS, G. P. **As concessões de serviços públicos de energia elétrica**. 2ª. ed. Curitiba: Juruá, 2007. 276 p.

CHESF. Perfil da Chesf. **Chesf**, 2017. Disponível em: <<http://www.chesf.gov.br/empresa/Pages/PerfilChesf/PerfilChesf.aspx>>. Acesso em: 21 fevereiro 2017.

CHUAHY, E. **A construção e a destruição do setor elétrico brasileiro: Uma análise crítica e histórica - De Getúlio Vargas a Fernando Henrique Cardoso**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2002.

CONAMA, C. N. D. M. A. **RESOLUÇÃO Nº 237 , DE 19 DE dezembro DE 1997**. Conselho Nacional do Meio Ambiente. [S.l.]. 1997.

COSTA, A. M. N. D. Revoluções tecnológicas e transformações subjetivas. **Psicologia: teoria e pesquisa**, v. 18, p. 193 - 2002, 2002.

CRUZ, J. R. G. D. Sociedade de economia mista. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 116, p. 487 - 500, 1974.

CTEEP. História da ISA Cteep, 2017. Disponível em: <<http://www.isacteep.com.br/>>. Acesso em: 18 abril 2017.

D'ARAÚJO, R. P. **O setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil**. 1ª. ed. Brasília: Confea, 2009.

DIAS, D. D. S. A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infra-estrutura energética. **Revista de Economia Política**, Rio de Janeiro, v. 17, julho-setembro 1997.

ELETROBRÁS. **Memória da Eletricidade**, 2017. Disponível em: <<http://memoriadaeletricidade.com.br/>>. Acesso em: 11 abril 2017.

ELETROBRÁS. História. **Eletrobrás**, 2017. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Historia.aspx>>. Acesso em: 26 fevereiro 2017.

ELETRONORTE. Perfil e Estrutura. **Eletrobrás Eletronorte**, 2017. Disponível em: <<http://www.eletronorte.gov.br/opencms/opencms/aEmpresa/>>. Acesso em: 22 fevereiro 2017.

ELETROSUL. Histórico. **Eletrosul**, 2017. Disponível em: <<http://www.eletrosul.gov.br/a-empresa/quem-somos/historico>>. Acesso em: 22 fevereiro 2017.

EPE. Governo divulga PíEE, programa de expansão de energia que prevê investimento de R\$ 186 bi até 2018. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2015. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Programa%20de%20Investimento%20em%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20PIEE/GovernodivulgaProgramadeInvestimentodeR\\$186biemEnergiaEl%C3%A9trica.aspx](http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Programa%20de%20Investimento%20em%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20PIEE/GovernodivulgaProgramadeInvestimentodeR$186biemEnergiaEl%C3%A9trica.aspx)>. Acesso em: 18 Janeiro 2016.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. Brasília. 2015.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016: ano base 2015**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 230. 2016.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2016: Ano base 2015**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 292. 2016.

EPE. **Estudos para a expansão da transmissão - Programa de Expansão da Transmissão (PET)/Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP): Ciclo 2017 – 1º semestre**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2017.

FRONTIN, S. D. O. **Prospecção e hierarquização de invações tecnológicas aplicadas a linhas de transmissão**. Brasília: Goya, 2010.

FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, v. I e II, 1977.

FURNAS. Quem somos. **Furnas**, 2017. Disponível em: <<http://www.furnas.com.br/frmEMQuemSomos.aspx>>. Acesso em: 21 fevereiro 2017.

GOMES, F. M. **A eletrificação no Brasil**. São Paulo: Departamento de Patrimônio Histórico, 1986.

GOMES, R. (Org.). **A gestão do sistema de transmissão do Brasil**. Rio de Janeiro: FGV, 2012. 432 p.

HIROTA, H. H. **O mercado de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil**. 82 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Faculdade de Economia Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo. Ribeirão Preto, p. 82. 2006.

IBGE. Indicadores. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2017. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/mapa_site/mapa_site.php#populacao>. Acesso em: 23 Maio 2017.

JUNIOR, H. Q. P. (Org.). **Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2007. 360 p.

LEAL, C. F. C. Ágios, Envelopes e Surpresas: Uma Visão Geral da Privatização das Distribuidoras Estaduais de Energia Elétrica. **Revista do BNDES**, p. 93-118, 1998.

LORENZO, H. C. D. O setor elétrico brasileiro: Passado e Futuro. **Perspectivas**, São Paulo, p. 140-170, 2002.

MANKIW, G. N. **Introdução à economia**. 3ª. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2009.

MAYO, R. **Derivativos de eletricidade e gerenciamento de risco**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

MAYO, R. **Mercados de eletricidade**. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

MME, M. D. M. E. E.-. **Expansão de Energia no Brasil Oportunidade de Investimentos**. Julho. Brasília. 2011.

MÜLLER-MONTEIRO, E. **Teoria de grupos de pressão e uso político do setor elétrico brasileiro**. 140 f. 2007. Tese de Doutorado. Dissertação (Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia EP/FEA/IEE/IF-Universidade de São Paulo. São Paulo. 2007.

ONS. Agentes de transmissão. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/agentes_transmissao.aspx>. Acesso em: 13 Maio 2017.

ONS. Dados Relevantes - Operação do SIN. **Operador Nacional do Sistema**, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx#>. Acesso em: 15 Maio 2017.

ONS. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/entenda_setor/evolucao_setor.aspx>. Acesso em: 10 Fevereiro 2017.

ONS. Qualidade do Suprimento-Resultados da Operação. **Operador Nacional do Sistema**, 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>>. Acesso em: 17 junho 2017.

ONS. Relacionamentos. **Operador Nacional do Sistema**, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em: 2 Fevereiro 2017.

PINTO, B. O declínio das sociedades de economia mista e o advento das modernas empresas públicas. **Revista de Direito Administrativo**, v. 32, p. 1 - 15, 1953.

PINTO, M. O. **Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

REIS, L. B. D. **Geração de energia elétrica**. [S.l.]: Editora Manole, 2015.

RUPPERT, L.; LIMA, L. A. A internacionalização das empresas espanholas. **Carta da SOBEET**, São Paulo-SP, Novembro 2009.

SÁEZ, H. C.; COSTA, V. C. **Capitalismo e história da eletrificação**. [S.l.]: Ediciones del Serbal, 2013.

SANTOS, M. L. E. A. Transmissão de energia por longas distâncias utilizando alternativas não-convencionais. **XXI SNPTEE–Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Florianópolis, 2011.

SILVA, A. O. **Participação das empresas de transmissão do setor elétrico brasileiro na expansão do sistema interligado**. 88 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Faculdade de Economia, Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2008.

SILVA, B. G. D. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. [S.l.]. 2011.

SZMRECSÁNYI, T.; SUZIGAN, W. **História econômica do Brasil contemporâneo:** coletânea de textos apresentados no I Congresso Brasileiro de História Econômica. São Paulo: EdUSP, 1993.

TERRY, L. A. Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro. **ILUMINA**, Rio de Janeiro, Outubro 2003.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Geração de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2005.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 320 p.

VILLELA, L. E. As Mudanças Institucionais no Setor Energético Brasileiro Segundo os Diferentes Referenciais Sócio-Econômicos. **VI Congresso Brasileiro de Energia**, 1996.

WOLFSTETTER, E. Topics in Microeconomics. Industrial Organization, Auctions, and. **Cambridge University Press**, Cambridge, 1999.

Anexo A – Lista dos consórcios vencedores e suas composições

Através da Tabela 15 é possível observar a lista de todos os consórcios vencedores, bem como o arranjo de empresas que os constituíram.

Tabela 15 - Lista de consórcios vencedores dos leilões

Item	Consórcio	Composição
1	Consórcio AC Transmissão	Alusa;Chesf
2	Consórcio Alhambra	Cymi;Fluxo Engenharia
3	Consórcio ALIANÇA	EDP;CELESC
4	Consórcio Alupar Bimetal	Alupar;Bimetal
5	Consórcio AMAZONAS	Eletronorte;Chesf;Abengoa;Fundo de Investimento Brasil Energia
6	Consórcio Amazônia/Eletronorte	Eletronorte;Mastec Brasil;Alubar;Encomind Engenharia Comércio;Linear Participações e Incorporações;Bimetal
7	Consórcio ATLÂNTICO	ARM Telecomunicações;ARM Energia;CME Construções
8	Consórcio BAL	Eletrosul;CEEE
9	Consórcio BIG ENERGIA	Fundo de Investimento Caixa Milão;Bimetal;Geo Energia
10	Consórcio BOA VISTA	Eletronorte;Alupar
11	Consórcio BR TRANSMISSÃO	Braxenergy;LT Bandeirante Empreendimentos
12	Consórcio BRAFERPOWER	Brafer Metálica;CEEE;CEEPower
13	Consórcio BRASILEIRO	Eletrosul;Copel
14	Consórcio BRDIGITAL, BRENERGIA E LIG GLOBAL	Brasil Digital Telecomunicações;Brenergia;Lig Global
15	Consórcio CABURÉ	Schahin;Engevix;Eletrosul
16	Consórcio CAIUÁ	Copel;Elecnor
17	Consórcio CALDAS NOVAS	Furnas;Desenvix;Santa Rita;CEL Engenharia
18	Consórcio CANTAREIRA	Elecnor;Copel
19	Consórcio CEEE-GT/PROCABLE	Procable;CEEE
20	Consórcio CENTRO OESTE DE MINAS	Furnas;CEMIG
21	Consórcio CESBE-FASTTEL	Fasttel Engenharia;Cesbe Participações
22	Consórcio COLUMBIA	TAESA;Cteep
23	Consórcio COSTA OESTE	Copel;Eletrosul
24	Consórcio CP II	N.A.S.S.P.E. Empreendimentos;BTG Pactual
25	Consórcio ECB	Empresa Construtora Brasil;Mota Engil Engenharia
26	Consórcio ELECENOR-ISOLUX	Elecnor;Isolux
27	Consórcio EXPANSION	Abengoa;Inabensa;Cobra;Elecnor;Isolux

28	Consórcio FIRMINÓPOLIS	Cel Engenharia;CELG
29	Consórcio GARANHUNS	Chesf;Cteep
30	Consórcio GEOGROUP	Geo Energia;Geo Projetos
31	Consórcio GILBUÉS	Engglobal Construções;Bimetal
32	Consórcio Goiás Transmissão	J. Malucelli;Furnas;Engevix
33	Consórcio GUARACIABA	Copel;State Grid
34	Consórcio IE BELO MONTE	Furnas;State Grid;Eletronorte
35	Consórcio INEPAR/ENELPOWER	Inepar;Enelpower
36	Consórcio INTEGRAÇÃO	Eletronorte;Chesf;Engevix;Fundo de Investimento Brasil Energia
37	Consórcio INTEGRAÇÃO NORTE BRASIL	Eletronorte;Eletrosul;Abengoa;Angrade Gutierrez
38	Consórcio INTER EXPANSION	Cobra;Elecnor;Isolux;Instalaciones Inabensa
39	Consórcio JAURU	Eletronorte;Bimetal;Terna
40	Consórcio JAURU - CUIABÁ	Eletronorte;Alupar;Bimetal;Cteep
41	Consórcio KV-LT	MPE Engenharia;Kavom Energia
42	Consórcio LAGO AZUL	CELG;Furnas
43	Consórcio LINHA DE TRANSMISSÃO INTEGRAÇÃO MARANHENSE	Elecnor;Copel
44	Consórcio LT NORTE	FM Rodrigues;Hersa Engenharia
45	Consórcio Lumitrans	Luminar Montagens;Luminar Comércio
46	Consórcio LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA	State Grid;Furnas
47	Consórcio MADEIRA TRANSMISSÃO	Cteep;Furnas;Chesf
48	Consórcio MARUMBI	Copel;Eletrosul
49	Consórcio MATA DE SANTA GENEBRA	Copel;Furnas
50	Consórcio MGE Transmissão	J. Malucelli;Furnas;Engevix
51	Consórcio MGF	ENERGY - MFG;Geoenergy
52	Consórcio MISSÕES	Eletrosul;CEEE
53	Consórcio MPE-KV	MPE Engenharia;Kavom Energia
54	Consórcio MULTISERCE/AMP	Multiservice Engenharia;AMP do Brasil Conectores Elétricos Eletrônicos
55	Consórcio Nordeste	Chesf;ATP Engenharia
56	Consórcio NOVATRANS ENERGIA-GC	Civilia;Camargo Corrêa
57	Consórcio OLYMPUS	Alupar;Perfin Administração;Apollo 11 Participações
58	Consórcio OLYMPUS II	Alupar;Apollo 12 Participações
59	Consórcio OMNIUM ENERGY	Testotrans Holding;Patrimonium Fundo de Investimentos
60	Consórcio PANTANAL	CEL Engenharia;CELG

61	Consórcio PARÁ	MALV Empreendimentos;Primus
62	Consórcio PARAÍSO	Incoporações;Disbenop Distribuidora de Bebidas
63	Consórcio Paraná	Elecnor;Copel;Eletrosul
64	Consórcio Paranaíba	RS Energia;Eletrosul;Santa Rita;Cymi
65	Consórcio PLANALTO TRANSMISSÃO	State Grid;Copel;Furnas
66	Consórcio PORTO VELHO - JAURU	CEEE;Alcoa;CPFL;Camargo Corrêa;DME Energética
67	Consórcio PORTO VELHO - RIO BRANCO	Eletronorte;Abengoa;Cteep
68	Consórcio PROCABLE/CEEE-GT/INSIGMA	Eletronorte;Abengoa;Cteep
69	Consórcio RENASCENÇA	Procable;CEEE;Zhejiang Insignia United Engineering
70	Consórcio S.A. - C4	CMN Solutions Participações;Vinci Infra Fundo de Investimento;Vinci Infra Coinvestimento Fundo de Investimento
71	Consórcio SA - VILA DO CONDE	Schahin;Companhia Técnica de Engenharia Elétrica
72	Consórcio SCHAHIN/ALUSA/CELESC	Schahin;Companhia Técnica de Engenharia Elétrica
73	Consórcio SERTANEJO	Schahin;Alusa;CELESC
74	Consórcio SINO-Copelliano	Cymi;Fundo de Investimento Brasil Energia
75	Consórcio SUDESTE DE MINAS	Copel;State Grid
76	Consórcio TBE CENTRO-OESTE	Furnas;Orteng;CEMIG;Companhia Técnica de Engenharia Elétrica
77	Consórcio TCL	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia;CEMIG
78	Consórcio TRANSENERGIA	Cymi;Lintran;Brookfield
79	Consórcio TRANSENERGIA RENOVÁVEL	J. Malucelli;Furnas;Delta
80	Consórcio Transleste	Furnas;Delta;Fuad Rassi
81	Consórcio TRANSLESTE 2	Furnas;CEMIG;Alusa;Orteng
82	Consórcio TRANSMISSÃO DE ENERGIA BRASIL	Cia Técnica de Engenharia Elétrica;Furnas;CEMIG;Orteng
83	Consórcio TRANSMISSÃO DO BRASIL	Braxenergy;LT Bandeirante Empreendimentos
84	Consórcio TRANSMISSÃO DO BRASIL II	FTRSPE 3 Empreendimentos;FIP P2 BRASIL INFRAESTRUTURA III
85	Consórcio Triângulo Mineiro	FTRSPE 3 Empreendimentos;Patria Fundo de Investimento
86	Consórcio TUC-2001	Fundo de Investimento Caixa Milão;Furnas
87	Consórcio Uirapuru	Alusa;Schahin
88	Consórcio VALE DO SÃO BARTOLOMEU	Cymi;Copel;Eletrosul;Santa Rita
		Fundo de Investimento Caixa Milão;CELG;Furnas

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).

Anexo B – Lista dos agentes transmissores

Na Tabela 16 encontra-se a relação de todos agente transmissoras até o ano de 2016.

Tabela 16 - Agentes transmissões

Item	Agentes de Transmissão
1	AETE - Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.
2	AFLUENTE - Afluente Geração e Transmissão de Energia S.A.
3	ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.
4	ATE - ATE Transmissora de Energia S.A.
5	ATE II - ATE II Transmissora de Energia S.A.
6	ATE III - ATE III Transmissora de Energia S.A.
7	ATE IV - ATE VII Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S.A.
8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.
9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.
10	ATE VII - ATE VII - Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S.A.
11	ATE VIII - ATE VIII Transmissora de Energia SA
12	ATLANTICO - Atlantico Concessionária de Transmissão
13	BRASNORTE - Brasnorte Transmissora de Energia S.A.
14	BRILHANTE - Brilhante Transmissora de Energia Ltda
15	CALDAS NOVAS - Caldas Novas Transmissão S.A.
16	CATXERE - Catxere Transmissora de Energia S.A.
17	CEEE GT - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
18	CELG GT - Celg Geração e Transmissão S.A.
19	CEMIG G/T - Companhia Energética de Minas Gerais
20	CENTROESTE - Companhia de Transmissão Centroeste de Minas
21	Chesf - Companhia Hidroelétrica do São Francisco
22	CIEN - Companhia de interconexão Energética
23	Copel TRA- Copel Transmissão S.A.
24	COQUEIROS TRA - Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.
25	CPFL Transmissão Piracicaba - CPFL Transmissão Piracicaba S.A.
26	CPTE - Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.
27	Cteep - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
28	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.
29	EBTE TRA - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.
30	ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.
31	Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
32	Eletrosul- Centrais Elétricas S.A.
33	ENCRUZO NOVO - Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda
34	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.
35	ERTE - Empresa Regional Transmissão de Energia S.A.
36	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia
37	ESTAÇÃO - EstaçãoTransmissora de Energia AS
38	ETAU - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.
39	ETEM - Empresa de Transmissão de Mato Grosso S.A.

40	ETEO - Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.
41	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.
42	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.
43	ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.
44	ETN - Extremoz Transmissora do Nordeste
45	ETVG - Empresa de Transmissão de Varzea Grande AS
46	EVRECY - Evrecy Participações Ltda
47	EXPANSION - Expansion Transmissão de Energia S.A.
48	Furnas -Furnas Centrais Elétricas S.A.
49	GOIAS TRA - Goiás Transmissão S.A.
50	GTESA- Goiana Transmissora de Energia S.A.
51	IE PINHEIROS - Interligação Elétrica Pinheiros S.A.
52	IE SUL- Interligação Elétrica Sul S.A.
53	IE GARANHUNS - Interligação Elétrica Garanhuns S.A.
54	IE MADEIRA - Interligação Elétrica do Madeira
55	IEMG - Interligação Elétrica de Minas Gerais
56	IENNE - Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.
57	IESJ - Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.
58	INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.
59	IRACEMA - Iracema Transmissora de Energia S.A.
60	ITATIM - Linha de Transmissão do Itatim Ltda.
61	ITE - Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.
62	JTE - Jauru Transmissora de Energia Ltda.
63	LIGHT - Light Energia S.A
64	LINHA VERDE - Linha Verde Transmissora de Energia S.A.
65	LNT - Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.
66	Londrina - Londrina Transmissora de Energia S.A.
67	LT TRIÂNGULO - LT Triângulo S.A.
68	LTC - Linha de Transmissão Corumbá
69	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica
70	MACAPÁ TRA - Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.
71	MANAUS TRA - Manaus Transmissora de Energia S.A.
72	MATOGROSSENSE - Transmissora Matogrossense de Energia S.A.
73	MGE TRA - MGE Transmissão S.A.
74	MONTES CLAROS - Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.
75	NORTE BRASIL - Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.
76	NOVATRANS - NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda
77	NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.
78	PATESA - Transmissora Sudeste Nordeste S.A.
79	PCTE - Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.
80	PEDRAS TRA - Pedras Transmissora de Energia Ltda.
81	PPTE - Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda.
82	RIO BRANCO TRANS - Rio Branco Transmissora de Energia S.A.
83	RPTE - Ribeirão Preto Transmissora de Energia Ltda.
84	SÃO GOTARDO - São Gotardo Transmissora S.A.

85	SE NARANDIBA - SE Narandiba S.A.
86	SERRA DA MESA - Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.
87	SETE LAGOAS - Sete Lagoas Transmissora de Energia Ltda
88	SPTE - Serra Paracatu Transmissora de Energia Ltda.
89	STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A.
90	STE - Sul Transmissora de Energia Ltda.
91	STN - Sistema de Transmissão Nordeste
92	TDG DELMIRO GOUVEIA - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.
93	TESB - Transmissora de Energia Sul Brasil
94	TPAE - Transmissora Porto Alegre de Energia Ltda.
95	TRANSENER GO - Transenergia Goiás S.A.
96	TRANSENER SÃO PAULO - Transenergia São Paulo S.A.
97	TRANSENERGIA RENOVA - Transenergia Renovável S.A.
98	TRANSIRAPÉ - Companhia Transirapé de Transmissão
99	TRANSLESTE - Companhia Transleste de Transmissão
100	TRANSUDESTE - Companhia Transudeste de Transmissão
101	TSN - Transmissora Sudeste Nordeste S.A.
102	UIRAPURU - Uirapuru Transmissora de Energia
103	VCTE - Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.
104	XINGU - Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da (ONS, 2017).

Anexo C – Lista das empresas vencedores dos leilões

Na Tabela 17 estão listadas todas as empresas vencedoras de algum lote dos leilões de transmissão, a quantidade de vitórias, seja em condição de consorciada ou não, e, por fim, a natureza da empresa e origem do seu capital.

Tabela 17 - Lista de empresas vencedoras dos lotes licitados

Item	Empresas	Arremate SEM consórcio	Arremate COM consórcio	Arremates total	Natureza	Origem
1	CHESF	27	7	34	Pública	Nacional
2	FURNAS	7	19	26	Pública	Nacional
3	Abengoa	17	7	24	Privada	Estrangeiro
4	COPEL	11	12	23	Pública	Nacional
5	CTEEP	14	9	23	Privada	Estrangeiro
6	ELETRONORTE	9	12	21	Pública	Nacional
7	ELETROSUL	4	14	18	Pública	Nacional
8	Elecnor	8	7	15	Privada	Estrangeiro
9	Isolux	11	3	14	Privada	Estrangeiro
10	Cymi	6	7	13	Privada	Estrangeiro
11	Alupar	4	6	10	Privada	Nacional
12	State Grid	4	5	9	Pública	Estrangeiro
13	Cobra	6	2	8	Privada	Estrangeiro
14	Equatorial	8	0	8	Privada	Estrangeiro
15	Schahin	0	8	8	Privada	Nacional
16	CEEE	1	6	7	Pública	Nacional
17	TAESA	4	3	7	Privada	Nacional
18	Alusa	1	5	6	Privada	Estrangeiro
19	Bimetal	0	6	6	Privada	Nacional
20	CELG	2	4	6	Pública	Nacional
21	CEMIG	1	5	6	Pública	Nacional
22	EDP	4	1	5	Privada	Estrangeiro
	Fundo de Investimento					
23	Brasil Energia	0	5	5	Privada	Nacional
24	Braxenergy	0	4	4	Privada	Nacional
	Companhia Técnica de					
25	Engenharia Elétrica	1	3	4	Privada	Nacional
26	Elektro	4	0	4	Privada	Estrangeiro
27	J. Malucelli	0	4	4	Privada	Nacional
	LT Bandeirante					
28	Empreendimentos	0	4	4	Privada	Nacional
29	Neoenergia	4	0	4	Privada	Estrangeiro
30	Orteng	1	3	4	Privada	Nacional
31	RS Energia	3	1	4	Privada	Nacional

32	Andrade Gutierrez	0	3	3	Privada	Nacional
33	Cel Engenharia	0	3	3	Privada	Nacional
34	CPFL	2	1	3	Privada	Estrangeiro
35	Delta	0	3	3	Privada	Nacional
	Fundo de Investimento					
36	Caixa Milão	0	3	3	Privada	Nacional
	RC Administração e					
37	Participações	3	0	3	Privada	Nacional
38	Santa Rita	0	3	3	Privada	Nacional
39	Apollo 11 Participações	0	2	2	Privada	Nacional
	Arteon Z Energia					
40	Participações	2	0	2	Privada	Nacional
41	Camargo Corrêa	0	2	2	Privada	Nacional
42	CELESC	0	2	2	Pública	Nacional
	EATE - Empresa					
	Amazonense de Transmissão					
43	de Energia	1	1	2	Privada	Nacional
44	Energisa	2	0	2	Privada	Nacional
45	ENERGY - MFG	0	2	2	Privada	Estrangeiro
46	Engevix	0	2	2	Privada	Nacional
	FTRSPE 3					
47	Empreendimentos	0	2	2	Privada	Nacional
48	Geo Energia	0	2	2	Privada	Nacional
49	Geoenergy	0	2	2	Privada	Nacional
50	Inabensa	1	2	3	Privada	Estrangeiro
51	Kavom Energia	0	2	2	Privada	Nacional
52	MPE Engenharia	0	2	2	Privada	Nacional
53	Perfin Afministração	0	2	2	Privada	Nacional
54	Planova	2	0	2	Privada	Nacional
55	Procable	0	2	2	Privada	Nacional
56	Sterlite	2	0	2	Privada	Estrangeiro
57	WPR Participações	2	0	2	Privada	Nacional
58	Alcoa	0	1	1	Privada	Estrangeiro
59	Alubar	0	1	1	Privada	Nacional
	AMP do Brasil Conectores					
60	Elétricos Eletrônicos	0	1	1	Privada	Nacional
61	Apollo 12 Participações	0	1	1	Privada	Nacional
62	ARM Energia	0	1	1	Privada	Nacional
63	ARM Telecomunicações	0	1	1	Privada	Nacional
64	Asa Investment AG	1	0	1	Privada	Estrangeiro
65	ATP Engenharia	0	1	1	Privada	Nacional
66	Brafer Metálica	0	1	1	Privada	Nacional
	Brasil Digital					
67	Telecomunicações	0	1	1	Privada	Nacional
68	Brenergia	0	1	1	Privada	Estrangeiro
69	Brookfield	0	1	1	Privada	Estrangeiro

70	BTG Pactual	0	1	1	Privada	Estrangeiro
71	CEEPower	0	1	1	Privada	Estrangeiro
72	Cesbe Participações Cia Técnica de Engenharia	0	1	1	Privada	Nacional
73	Elétrica	0	1	1	Privada	Nacional
74	Civilia	0	1	1	Privada	Estrangeiro
75	CME Construções CMN Solutions	0	1	1	Privada	Nacional
76	Participações	0	1	1	Privada	Nacional
77	Desenvix Disbenop Distribuidora de	0	1	1	Privada	Nacional
78	Bebidas	0	1	1	Privada	Nacional
79	DME Energética	0	1	1	Privada	Nacional
80	Lig Global	0	1	1	Privada	Nacional
81	Mota Engil Engenharia ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão	0	1	1	Privada	Estrangeiro
82	de Energia	1	0	1	Privada	Nacional
83	Empresa Construtura Brasil ETEP - Empresa Paranaense	0	1	1	Privada	Nacional
84	de Transmissão de Energia Encomind Engenharia	1	0	1	Privada	Nacional
85	Comércio	0	1	1	Privada	Nacional
86	Enelpower	0	1	1	Pública	Estrangeiro
87	Engeglobal Construções F3C Empreendimentos e	0	1	1	Privada	Nacional
88	Participações	1	0	1	Privada	Nacional
89	Fasttel Engenharia FIP P2 BRASIL	0	1	1	Privada	Nacional
90	INFRAESTRUTURA III	0	1	1	Privada	Nacional
91	Fluxo Engenharia	0	1	1	Privada	Nacional
92	FM Rodrigues	0	1	1	Privada	Nacional
93	Fuad Rassi	0	1	1	Privada	Nacional
94	Geo Projetos GTESA - Goiana	0	1	1	Privada	Nacional
95	Transmissora de Energia	1	0	1	Privada	Nacional
96	Hersa Engenharia	0	1	1	Privada	Nacional
97	Hotline	1	0	1	Privada	Nacional
98	Inepar	0	1	1	Privada	Nacional
99	Interconexion Electrica Linear Participações e	1	0	1	Privada	Estrangeiro
100	Incorporações	0	1	1	Privada	Nacional
101	Lintran	0	1	1	Privada	Estrangeiro
102	Luminar Comércio	0	1	1	Privada	Nacional
103	Luminar Montagens	0	1	1	Privada	Nacional
104	MALV Empreendimentos	0	1	1	Privada	Nacional
105	Mastec Brasil	0	1	1	Privada	Nacional

106	Multiservice Engenharia N.A.S.S.P.E.	0	1	1	Privada	Nacional
107	Empreendimentos Patria Fundo de	0	1	1	Privada	Nacional
108	Investimento Patrimonium Fundo de	0	1	1	Privada	Estrangeiro
109	Investimentos	0	1	1	Privada	Estrangeiro
110	Primus Incorporações	0	1	1	Privada	Nacional
111	Terna	0	1	1	Pública	Estrangeiro
112	Testotrans Holding Vinci Infra Coinvestimento	0	1	1	Privada	Nacional
113	Fundo de Investimento Vinci Infra Fundo de	0	1	1	Privada	Nacional
114	Investimento Zhejiang Insigma United	0	1	1	Privada	Nacional
115	Engineering	0	1	1	Privada	Estrangeiro
116	Zopone	1	0	1	Privada	Nacional

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2017).