

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC
CENTRO SOCIOECONÔMICO – CSE
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA E RELAÇÕES INTERNACIONAIS - CNM

JULIANA THAIS MATOS ANDRADE

**A MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE E A COMPANHIA PARANAENSE DE
ENERGIA – COPEL**

FLORIANÓPOLIS – SC, 2017

JULIANA THAIS MATOS ANDRADE

**A MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE E A COMPANHIA PARANAENSE DE
ENERGIA – COPEL**

Monografia submetida ao curso de Ciências
Econômicas da Universidade Federal de Santa
Catarina - UFSC, como requisito obrigatório
para a obtenção do grau de Bacharelado.

Orientador: Prof. Dr. Lauro Francisco Mattei.

FLORIANÓPOLIS – SC, 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC
CENTRO SOCIOECONÔMICO – CSE
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA E RELAÇÕES INTERNACIONAIS - CNM

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 9,5 à aluna **Juliana Thais Matos Andrade** na disciplina CNM 7107 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Lauro Francisco Mattei

Prof. Dr. André Luis da Silva Leite

Prof. Dr. Fred Leite Siqueira Campos

Florianópolis – SC, 28 de novembro de 2017.

RESUMO

O presente trabalho analisa a composição atual da matriz energética paranaense e a atuação da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Para tanto, está dividido em quatro capítulos: o primeiro apresenta uma introdução ao tema, os objetivos, a metodologia e a estrutura do trabalho. O segundo faz uma análise histórica da evolução da matriz energética brasileira, mostrando como os governos e as instituições brasileiras se articularam com o mercado de energia desde o padrão agroexportador, passando pelo processo de industrialização, pela crise do petróleo e alterações da matriz energética após a década de 1980, bem como pela reestruturação do setor energético nos anos 1990 e pela nova configuração da matriz nos anos 2000. Por fim, apresenta a composição atual da matriz energética brasileira. O terceiro capítulo analisa a matriz energética paranaense. Primeiramente, traz um breve histórico da economia paranaense e da atuação do setor energético no estado e, em seguida, apresenta uma caracterização da evolução recente da matriz energética estadual por meio de uma análise desagregada por fonte energética. Por fim, apresenta a composição atual da matriz energética paranaense. O quarto e último capítulo é dedicado à análise da Companhia Paranaense de Energia - Copel. É realizado um apanhado histórico da companhia mostrando sua formação e destacando sua importância para a industrialização do Paraná e, após isso, são apresentadas as alterações organizacionais e operacionais ocorridas nos anos 1990 e uma análise da atuação atual da Copel considerando suas condições gerenciais e organizacionais. Nesse ponto, a análise está pautada especialmente em dados de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia pela Copel, destacando-se a atuação desta em outros segmentos de mercado e em outros estados. A partir dos dados das usinas existentes no estado, observou-se a predominância da fonte hídrica e também destacou-se a presença de diversas usinas de biomassa. Observou-se que o Paraná produz diversos derivados de petróleo, assim como dedica-se ao gás natural, além de possuir uma pequena parcela dos recursos carboníferos brasileiros. Por fim, destacou-se a importância da Copel como a companhia responsável por grande parte do aproveitamento energético do Paraná, empresa que possui um papel decisivo na garantia do suprimento energético e na economia do estado.

Palavras-chave: Matriz energética brasileira; Matriz energética paranaense; Fontes renováveis de energia; Companhia Paranaense de Energia – Copel.

ABSTRACT

The present thesis aims to analyse the current composition of the state of Paraná energy matrix and the performance of Energy Company of Paraná - Copel. Therefore, it is divided into four chapters: the first one presents an introduction to the theme, the objectives, the methodology and the structure of the thesis. The second chapter makes a historical analysis of the evolution of the Brazilian energy matrix, showing how the governments and Brazilian institutions articulated with the energy market since the agroexport standard, passing through the industrialization process, through the oil crisis and energy matrix alterations after the 1980 decade, as well as the restructuring of the energy sector in the 1990s and the new matrix configuration in the 2000s. Finally, it presents the current composition of the Brazilian energy matrix. The third chapter analyses the energy matrix of Paraná. Firstly, it brings a brief history of the economy of Paraná and the role of the energy sector in the state and, in sequence, presents a characterization of the recent evolution of the state's energy matrix by means of a disaggregated analysis by energy source. Lastly, it presents the current composition of the energy matrix of Paraná. The fourth and last chapter is dedicated to an analysis of Energy Company of Paraná - Copel. A historical review of the company is made showing its formation and highlighting its importance to the industrialization of Paraná and, after that, organizational and operational changes that occurred in the 1990s are presented and an analysis of the current situation of Copel considering its organizational and operational conditions. In this point, the analysis is based especially on Copel's generation, transmission and commercialization of energy data, highlighting its role in other segments of the market and in other states. From the data of the state's existing plants, it can be observed the predominance of hydro sources and also stands out the presence of various biomass plants. It was observed that Paraná produces several oil products as well as it dedicates itself to natural gas and has a small part of the Brazilian coal resources. Finally, it was highlighted the importance of Copel as the company responsible for much of the energy use of Paraná, thus having a decisive role in guaranteeing energy supply and in the state economy.

Palavras-chave: Brazilian energy matrix; Energy matrix of Paraná; Renewable sources of energy; Energy Company of Paraná – Copel.

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

1° PND: 1° Programa Nacional de Desenvolvimento

2° PND: 2° Programa Nacional de Desenvolvimento

ANATEL: Agência Nacional de Telecomunicações

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP: Agência Nacional do Petróleo

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CFLO: Companhia Força e Luz do Oeste

CGH: Centrais Geradoras Hidrelétricas

CNAEE: Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CNP: Conselho Nacional de Petróleo

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

COCEL: Companhia Campolarguense de Energia

CONPET: Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e do Gás Natural

COPEL: Companhia Paranaense de Energia

CVM: Comissão de Valores Mobiliários

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ELETROBRÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FORCEL: Força e Luz Coronel Vivida Ltda.

GD: Geração Distribuída

GLP: Gás Liquefeito de Petróleo

IPARDES: Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MME: Ministério de Minas e Energia

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC: Programa de Aceleração do Crescimento

PAEG: Programa de Ação Econômica do Governo

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

PED: Programa Estratégico de Desenvolvimento

PND: Plano Nacional de Desestatização

PNE: Plano Nacional de Energia

PNPB: Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel

PROÁLCOOL: Programa Nacional do Alcool

PROCEL: Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QTC: Programa de Qualidade Total da Copel

SEP: Sociedade com Propósito Específico

SFVCR: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

UFV: Usina Fotovoltaica

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termoelétrica

UTN: Usina Nuclear

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 01: Oferta interna de energia no Brasil 2006-2016 (ktep).....	47
Gráfico 02: Repartição da oferta interna de energia por fonte no ano de 2016 (%).....	47
Gráfico 03: Repartição do consumo final de energia por fonte no ano de 2016 (%).....	50
Gráfico 04: Consumo final de energia por setor no ano de 2016 (%).....	51
Gráfico 05: Repartição da matriz elétrica brasileira no ano de 2016 (%).....	53
Gráfico 06: Geração de energia elétrica por fonte no Brasil no ano de 2016 (GWh).....	54
Gráfico 07: Participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira 2012-2016 (%).....	55
Gráfico 08: Evolução da produção primária de energia e da oferta interna de energia no Paraná 1980-2009 (Mtep).....	59
Gráfico 09: Produção primária de energia no Paraná 2015 (%).....	75
Gráfico 10: Oferta interna de energia no Paraná 2015 (%).....	76
Gráfico 11: Comércio exterior de energia no Paraná 2015 (%).....	77
Gráfico 12: Consumo de energia por fonte no Paraná 2015 (%).....	79
Gráfico 13: Consumo de energia por setor no Paraná 2015 (%).....	79
Gráfico 14: Repartição da matriz elétrica Paranaense por fonte 2015 (%).....	80
Gráfico 15: Repartição da oferta interna de energia elétrica por fonte no Paraná 2015 (%)....	82
Gráfico 16: Consumo final de eletricidade por setor no Paraná 2015 (%).....	83

ÍNDICE DE IMAGENS

Imagem 01: Oferta interna de energia no Brasil 1940-2015 (%).....	24
Imagem 02: Organograma da Copel na década de 1960.....	86
Imagem 03: Organograma da Copel após a reestruturação da década de 1990.....	94
Imagem 04: Organograma atual da Copel.....	96

ÍNDICE DE MEDIDAS

Bep: Barril Equivalente de Petróleo

GW: Gigawatts

GWh: Gigawatts-hora

HP: Horse-power

Km: Quilômetro

Ktep: Mil Toneladas Equivalentes de Petróleo

KV: Quilovolt

KVA: Quilovoltampere

KW: Quilowatts

KWh: Quilowatts-hora

M³: Metro Cúbico

MtCO₂: Tonelada Métrica de Dióxido de Carbono

Mtep: Milhões de Toneladas Equivalentes de Petróleo

MW: Megawatts

MWh: Megawatts-hora

T: Tonelada

Tep: Tonelada Equivalente de Petróleo

TWh: Terawatts-hora

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 01: <i>Stakeholders</i> determinantes no processo de adaptação estratégica da Copel (até 1992).....	91
Quadro 02: <i>Stakeholders</i> incluídos no período de 1993 a 1999.....	92
Quadro 03: Produção de biodiesel no Paraná 2017.....	123
Quadro 04: Produção de etanol no Paraná 2017.....	124
Quadro 05: Produção de biogás no Paraná 2017.....	129
Quadro 06: Usinas eólicas em operação no Paraná 2017.....	133
Quadro 07: Usinas fotovoltaicas em operação no Paraná 2017.....	133
Quadro 08: Usinas de biomassa em operação no Paraná 2017.....	133
Quadro 09: Expansão planejada de usinas de biomassa no Paraná.....	134
Quadro 10: Usinas térmicas em operação no Paraná 2017.....	134
Quadro 11: Usinas hidrelétricas em operação no Paraná 2017.....	134
Quadro 12: Expansão planejada de usinas hidrelétricas no Paraná.....	135
Quadro 13: Pequenas centrais hidrelétricas em operação no Paraná 2017.....	136
Quadro 14: Expansão planejadas pequenas centrais hidrelétricas no Paraná.....	138

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 01: Expansão da capacidade instalada de geração de energia hidráulica e térmica no Brasil 1989-1945.....	22
Tabela 02: Variação da oferta interna de energia por fonte 2015-2016.....	48
Tabela 03: Dependência externa de petróleo e derivados 2007-2016.....	49
Tabela 04: Relação entre oferta e consumo de energia no Brasil 2015-2016.....	52
Tabela 05: Variação no consumo de energia elétrica no Brasil 2015-2016.....	52
Tabela 06: Geração de eletricidade por fonte eólica e solar no Brasil 2006-2016.....	54
Tabela 07: Evolução do consumo final por setor no Paraná 1980-2009.....	60
Tabela 08: PIB Brasil e Paraná 2006-2016	60
Tabela 09: Produção de etanol no Paraná 2012-2016	66
Tabela 10: Produção de biodiesel no Paraná 2005-2016.....	67
Tabela 11: Geração de eletricidade no Paraná por fonte 2015.....	80
Tabela 12: Capacidade instalada de geração elétrica no Paraná 2015.....	81
Tabela 13: Capacidade instalada em autoprodutores no Paraná por fonte 2015.....	82
Tabela 14: Consumo de energia elétrica gerada pela Copel no Paraná na década de 1960.....	85
Tabela 15: Eletricidade gerada e adquirida pela Copel 2012-2016.....	99
Tabela 16: Eletricidade vendida pela Copel 2012-2016.....	100
Tabela 17: Consumo de energia gerada pela Copel por categoria 2016.....	102
Tabela 18: Indicadores do corpo funcional da Copel (incluindo empresas controladas) 2015-2016.....	103
Tabela 19: Evolução das redes de transmissão e distribuição da Copel 2012-2016.....	106
Tabela 20: Evolução de DEC e FEC da Copel 2012-2016.....	108
Tabela 21: Produção de derivados de petróleo pela Repar 2009-2016.....	140

SUMÁRIO

1. TEMA E OBJETIVOS DO ESTUDO.....	15
1.1 Introdução.....	15
1.2 Objetivos.....	18
1.2.1 Geral.....	18
1.2.2 Específicos.....	18
1.3 Procedimentos metodológicos.....	18
1.4 Estrutura do trabalho.....	19
2. FORMAÇÃO HISTÓRICA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	21
2.1 O SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO DURANTE O PADRÃO AGROEXPORTADOR (1889-1940).....	21
2.2 O PROCESSO DE INDUSTRIALIZAÇÃO ENTRE 1940 E 1973 E A CRISE ENERGÉTICA.....	23
2.3 A CRISE DA MATRIZ ENERGÉTICA A PARTIR DAS CRISES DO PETRÓLEO.....	31
2.4 A MUDANÇA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA A PARTIR DA DÉCADA DE 1990.....	37
2.5 COMPOSIÇÃO ATUAL DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	46
2.5.1 Oferta de energia.....	46
2.5.2 Consumo de energia.....	49
2.5.2.1 Consumo por fonte.....	49
2.5.2.2 Consumo por setor.....	50
2.5.3 Composição atual da Matriz Elétrica Brasileira.....	52
2.5.4 Participação de renováveis na matriz energética brasileira.....	55
3. A MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE.....	57
3.1 O SETOR ENERGÉTICO E A ECONOMIA PARANAENSE.....	57
3.2 EVOLUÇÃO RECENTE DA MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE.....	61
3.2.1 Participação de fontes renováveis de energia na matriz energética paranaense.....	62
3.2.1.1 Energia Hidráulica.....	62
3.2.1.1.1 <i>Pequenas Centrais Hidrelétricas</i>	63
3.2.1.1.2 Energia de biomassa.....	64
3.2.1.1.2.1 <i>Etanol</i>	65
3.2.1.1.2.2 <i>Biodiesel</i>	66

3.2.1.2.3 Biogás.....	68
3.2.1.2.4 Biomassa florestal.....	69
3.2.1.3 Energia solar.....	69
3.2.1.4 Energia eólica.....	71
3.2.2 Participação de fontes fósseis de energia na matriz energética paranaense.....	71
3.2.2.1 Petróleo e derivados.....	71
3.2.2.2 Carvão mineral.....	73
3.2.2.3 Gás natural.....	74
3.3 COMPOSIÇÃO ATUAL DA MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE.....	74
3.3.1 Produção primária.....	74
3.3.2 Oferta interna de energia.....	75
3.3.3 Comércio externo.....	76
3.3.4 Consumo de energia.....	77
3.3.4.1 Consumo por fonte.....	78
3.3.4.2 Consumo por setor.....	78
3.3.5 Matriz elétrica paranaense.....	79
4. A COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL.....	84
4.1. A COPEL DE 1954 À DÉCADA DE 1980.....	84
4.2 O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DA COPEL NA DÉCADA DE 1990.....	88
4.3 A COPEL APÓS OS ANOS 2000.....	94
4.4 O CENÁRIO ATUAL DA COPEL.....	97
4.4.1 Geração de energia.....	104
4.4.2 Transmissão de energia.....	105
4.4.3 Distribuição de energia.....	107
4.4.4 Outros negócios.....	108
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	111
6. REFERÊNCIAS.....	115
7. APÊNDICES.....	123
7.1 APÊNDICE A: PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS NO PARANÁ EM 2017.....	123
7.2 APÊNDICE B: USINAS DO SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E PLANEJADO DO PARANÁ EM 2017.....	133
7.3 APÊNDICE C: PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO PARANÁ 2000-2016.....	140

1. TEMA E OBJETIVOS DO ESTUDO

1.1 Introdução

A economia brasileira pautava-se, no início do século XX, em um padrão agroexportador, enquanto que a nascente indústria brasileira era baseada na produção de bens de consumo de baixo valor agregado. Naquele momento, a matriz energética brasileira era composta essencialmente por lenha e carvão vegetal. A partir da década de 1930 o processo de industrialização brasileiro ganha força, e o fomento à indústria nacional gera significativas transformações na estrutura produtiva e na matriz energética do país, que precisou suprir as demandas energéticas de uma economia que ampliava sua atividade econômica na medida em que se industrializava e urbanizava. (ANDRADE, 2010).

De 1940 a 1972, com o aumento significativo da participação dos combustíveis fósseis na matriz energética, a balança comercial do Brasil esteve em grande medida comprometida com a importação de petróleo e seus derivados, indicando a necessidade de construção de uma indústria petrolífera nacional. Em 1953 foi criada a Petrobrás, momento em que o governo brasileiro detinha o controle da produção de petróleo. (ANDRADE, 2010).

No setor elétrico, surgiram instituições e normas regulatórias que impulsionaram a expansão do uso de energia elétrica, processo que se consolidou somente na década de 1950. Naquele momento, as empresas concessionárias estrangeiras desempenhavam papel preponderante no setor elétrico brasileiro, ao passo que o governo atuava como planejador e fiscalizador do setor, e também na expansão de usinas hidrelétricas. Destacam-se a criação do Ministério de Minas e Energia em 1960; da Eletrobrás em 1961; e da Eletrosul - subsidiária da Eletrobrás na região Sul - em 1968, como marcos importantes para a construção da matriz energética brasileira. (ANDRADE, 2010).

No estado do Paraná, a primeira usina elétrica foi criada em 1890 em Curitiba, iniciando suas atividades em 1892. A partir da década de 1930 começa a se consolidar a regulamentação do setor energético. Em 1934 foi instituído o Código de Águas pelo Decreto nº 24.463 e em 1939 surgiu o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica através da Lei nº 1.285, que possibilitou o início de uma coordenação estatal sobre o setor elétrico. Em consonância com o Plano Nacional de Eletrificação, foi criado o Serviço de Energia Elétrica do Paraná em 1947, transformado em Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE) no

ano seguinte, passando a ser encarregado dos serviços elétricos do Governo Estadual. (COPEL, 2017c).

Assim, antes da criação da Copel o DAEE era responsável pelo esforço de levar eletricidade às pequenas cidades e prestar serviços de assistência às prefeituras. A partir de 1953 o financiamento do plano pôde contar com uma Lei Estadual que taxava os serviços elétricos. A partir de 1954, com a criação da Companhia Paranaense de Energia Elétrica-Copel, esta passou a assumir gradativamente as atribuições de instalação e sistemas de atendimento do DAEE. (COPEL, 2017c).

Após a crise energética ocasionada pelas crises do petróleo em 1973 e 1979 a matriz energética brasileira sofreu transformações significativas para atender às necessidades energéticas do país, tendo que buscar novas alternativas à importação de petróleo. A crise energética, aliada à falta de investimentos no setor por parte do Estado brasileiro que estava perdendo sua capacidade de intervenção gerou mudanças significativas no setor energético. (TONON; CÁRIO, 2003).

A economia brasileira inicia a década de 1990 em um processo de mudança estrutural, a força dinâmica que impulsiona o crescimento econômico é modificada por meio do processo de abertura da economia, o que implicou em privatizações e desregulamentação enquanto o argumento liberal ganhava força política. O setor elétrico brasileiro de modo especial foi afetado nesse processo, passando por sérias mudanças em sua estrutura de oferta que alteravam suas diretrizes de acordo com as exigências internacionais de liberalização do mercado contribuindo fortemente para a expansão do consumo de energia elétrica do país que, nesse momento, teve respaldo nos investimentos estrangeiros. (PESSALI; SERRA, 2007).

Nesse contexto, a Copel iniciou um processo de reestruturação administrativa que alinhava a gestão da empresa aos imperativos do mercado para torná-la mais competitiva e eficiente, atrativa para o setor privado, adequando-a ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Em suma, a nova estratégia da Copel na década de 90 refere-se à diversificação de produtos e serviços, a utilização de fornecedores franqueados, novas estratégias para captação de recursos financeiros e, não menos importante, diversificação das fontes de energia utilizadas. (TONON; CÁRIO, 2003).

Cabe destacar que a passagem da década de 1990 para os anos 2000 também acentuou o interesse pela utilização de fontes renováveis de energia, o uso de biomassa para produção de combustíveis, ao mesmo tempo em que a geração de energia hidrelétrica abre espaço para um conjunto diversificado de fontes de energia renováveis.

De acordo com o último Balanço Energético do Estado do Paraná divulgado pela Copel em 2011, com dados relativos ao ano de 2009, o Paraná se destacava pela produção de energia hidráulica que representa 48,1% da produção dado o grande potencial hídrico do estado. A produção de produtos da cana-de-açúcar ganha força correspondendo a 25,5%, considerando que grande parte da produção da cana destina-se à produção de etanol. A lenha aparece em terceiro lugar na produção paranaense, com 11,3% e resíduos de madeira com 11%. (COPEL, 2011).

Atualmente, a Copel possui usinas hidrelétricas, termelétricas, eólio-elétricas e parques geradores em todo o estado, utilizando diferentes fontes de energia que diversificam a matriz energética paranaense, como: biomassa, células à combustível, eólica, hidráulica, solar e térmica. A maior parte da energia consumida no Brasil atualmente provém de fontes de energia renováveis como a hidráulica e a biomassa, fontes primárias de energia. (COPEL, 2017d).

A energia advinda da biomassa é produzida no Paraná, segundo Castagna et. al. (2016, p. 70), a partir da “[...] cana-de-açúcar, biomassa florestal, culturas oleaginosas e a biomassa residual, proveniente da produção agropecuária, dos resíduos sólidos urbanos e do lodo de esgoto”. Com relação à biomassa, o Paraná gera energia por meio de diversas fontes como o biogás, que conta atualmente com diversas usinas em operação no Estado; o álcool, através do setor sucroenergético que é autossuficiente em energia no Estado; o biodiesel, que tem na produção de soja sua principal matéria prima; e a biomassa florestal, que aproveita a energia gerada por lenha e resíduos de madeira, também abundantes no Estado. (CASTAGNA et. al., 2016).

Atualmente, mais de 90% da eletricidade produzida no Paraná advém de hidroelétricas, apesar disso, para além do grande potencial hidrelétrico o Estado também possui grande potencial de geração de energia por fonte solar fotovoltaica e eólica, fontes estas que se apresentam como alternativas para completar a matriz elétrica atual. (CASTAGNA et. al., 2016).

Diante disso, atualmente o Paraná possui uma matriz energética diversificada e uma matriz elétrica que, em grande medida, é composta atualmente pela energia gerada pela Copel. Sendo assim, este trabalho objetiva caracterizar e analisar a matriz energética paranaense e a atuação da Copel na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia do estado.

Portanto, esse trabalho se propõe a responder à seguinte questão: Como está composta a matriz energética do Paraná atualmente e qual o papel da Copel nessa matriz?

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral:

- Caracterizar e analisar a matriz energética paranaense e o papel da Copel na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia no estado do Paraná

1.2.2 Específicos

- Analisar a evolução histórica da matriz energética brasileira
- Determinar a participação de fontes renováveis e de fontes fósseis de energia na composição atual da matriz energética paranaense
- Analisar o desenvolvimento histórico e a atuação atual da Copel no estado do Paraná

1.3 Procedimentos metodológicos

O presente trabalho será amparado em uma pesquisa bibliográfica e documental, tendo como objetivo caracterizar e analisar a matriz energética paranaense e o papel da Copel na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia no estado do Paraná.

A pesquisa bibliográfica, que segundo Marconi e Lakatos (2007) envolve todo o material já produzido de fontes secundárias, ou seja, livros, revistas, dissertações, teses, material cartográfico entre outros, que possibilita um novo exame sobre o tema em estudo, muitas vezes por meio de novo enfoque e abordagem.

A pesquisa bibliográfica é desenvolvida a partir de material já elaborado, constituído principalmente de livros e artigos científicos. Embora em quase todos os estudos seja exigido algum tipo de trabalho desta natureza, há pesquisas desenvolvidas exclusivamente a partir de fontes bibliográficas. (GIL, 1994, p. 71).

Segundo Marconi e Lakatos (2007), a pesquisa bibliográfica é realizada por meio de diferentes fontes bibliográficas que envolvem desde a imprensa escrita, meios audiovisuais, material cartográfico até publicações em geral. No presente trabalho, serão utilizados diversos

tipos de publicações como livros, dissertações, teses, artigos científicos etc. sobre a matriz energética e o setor energético brasileiro, bem como será utilizado material cartográfico por meio da ferramenta “Webmap EPE” disponibilizada pela Empresa Brasileira de Pesquisa Energética – EPE, que refere-se a um mapa interativo do sistema energético brasileiro a fim de obter dados das usinas instaladas no Paraná.

Essas fontes fornecerão a fundamentação teórica para a compreensão da trajetória histórica e da atual composição da matriz energética brasileira e da matriz energética paranaense, buscando enfatizar a atuação do Estado e das diversas instituições responsáveis pela política energética no país.

A pesquisa documental refere-se à utilização de fontes de coleta de dados primários como arquivos públicos - que engloba documentos oficiais e jurídicos -, arquivos particulares, ou fontes estatísticas. (MARCONI; LAKATOS, 2007).

A pesquisa documental assemelha-se muito à pesquisa bibliográfica. A única diferença entre ambas está na natureza das fontes. Enquanto a pesquisa bibliográfica se utiliza fundamentalmente das contribuições de diversos autores sobre determinado assunto, a pesquisa documental vale-se de materiais que não receberam ainda um tratamento analítico, ou que ainda podem ser reelaborados de acordo com os objetivos da pesquisa. (GIL, 1994, p. 73).

No presente trabalho serão utilizados relatórios, anuários, atlas e balanços energéticos para caracterizar a matriz energética brasileira e paranaense e para examinar o papel da Copel enquanto companhia responsável pelo aproveitamento do potencial energético do estado. Portanto, o presente estudo estará pautado em documentos oficiais e jurídicos, além de documentos de fontes estatísticas que serão utilizados para analisar os dados relativos à produção, distribuição e consumo de energia no estado do Paraná.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho estará estruturado em cinco capítulos incluindo introdução e considerações finais. O segundo capítulo analisará as transformações na composição da matriz energética brasileira desde o início do século XX até a atualidade, contextualizando historicamente sua evolução. Será destacado o papel do Estado brasileiro e das políticas energéticas, bem como do aparato institucional que deu sustentação ao desenvolvimento da capacidade energética do país.

O terceiro capítulo foca a análise nas particularidades da trajetória da matriz energética paranaense, focando a análise em sua composição atual e buscando considerar fatores como a diversificação da matriz energética, responsabilidade social e ambiental e garantia de suprimento como fundamentais para a manutenção da segurança energética.

O quarto capítulo, que buscará compreender a constituição e a evolução da Copel por meio de sua trajetória histórica, seu processo de reestruturação e sua organização atual por meio de dados de evolução dos processos de produção, transmissão, distribuição, comercialização e consumo de energia em sua área de concessão.

2 FORMAÇÃO HISTÓRICA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

2.1 O SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO DURANTE O PADRÃO AGROEXPORTADOR (1889-1940)

A matriz energética brasileira era composta essencialmente por lenha, bagaço de cana e carvão importado no período que representa o padrão agroexportador brasileiro que vai de 1889 até o início do processo de industrialização e urbanização do país entre 1930 e 1940.

Nesse momento, o Brasil importava grande parte das fontes energéticas como os óleos combustíveis e lubrificantes; que eram utilizados no setor de transportes e na geração da eletricidade destinada à iluminação pública; o carvão mineral, utilizado para a tração ferroviária e para a produção industrial; bem como o querosene, que era utilizado para suprir as necessidades energéticas das regiões onde não havia eletricidade, especialmente para consumo residencial. (BARBALHO, 1987).

Com o aumento da demanda por energia nas áreas urbanas e industriais, houve a introdução de novas fontes na matriz energética brasileira como o petróleo, o álcool etílico e o carvão nacional, ao passo que o setor agrícola ainda mantinha métodos tradicionais de geração de energia, passando a consumir gasolina importada no emprego de tratores a partir da década de 1920. (BARBALHO, 1987).

A partir de 1930, com o início do processo de industrialização do Brasil, houve a instalação de refinarias para a produção de derivados do petróleo no país. Contudo, essa produção se manteve incipiente até 1954, de modo que a energia consumida no Brasil continuava pesando na balança comercial. Apesar disso, o carvão, a lenha e o bagaço de cana continuaram figurando como principais fontes de energia durante esse período em que vigorou o padrão agroexportador, principalmente no emprego de motores e caldeiras a vapor à base de lenha. Com relação ao bagaço de cana deve-se destacar que

[...] no período 1889-1945, sua participação foi crescente, com o aperfeiçoamento das fornalhas em que era queimado. Entretanto, foi a partir de 1945 que o desenho dessas fornalhas, então apropriadas para a queima de lenha, sofreu modificação substancial, inclusive com provisão para a introdução de ar, por meio de ventiladores. Com isso, o uso de bagaço passou a ser total e, em algumas usinas de açúcar que não produziam álcool, sobrava bagaço. A lenha passou então a ser um complemento, sendo usada apenas como base na partida da usina, após o período de entressafra e, assim mesmo, na hipótese de não haver bagaço estocado e oriundo da safra anterior. (BARBALHO, 1987, p. 168).

Contudo, a principal atuação do período foi exercida pela energia hidráulica, que se tornou central para a geração de energia elétrica que passou gradativamente a atender os setores industrial, comercial e residencial, bem como para a iluminação pública e funcionamento de bondes. (BARBALHO, 1987).

Cabe destacar que essa predominância da energia hidráulica dita a tônica do projeto de geração de energia elétrica a partir do pós-guerra. A tabela 01 apresenta dados de variação na geração de energia térmica e hidráulica no período em que vigorou o modelo agroexportador:

Tabela 01. Expansão da capacidade instalada de geração de energia hidráulica e térmica no Brasil 1889-1945:

	Hidráulica %	Térmica %	Total kW
1889	33	67	750
1900	51	49	5.283
1910	79	21	157.401
1920	82	18	367.946
1930	81	19	778.802
1940	88	12	1.243.887
1945	80	20	1.341.633

Fonte: Adaptado de Barbalho (1987, p. 173).

A energia hidráulica começa a ganhar espaço na matriz energética brasileira, mesmo que o perfil de consumo de energia primária ainda tivesse, até o início da década de 1940, preponderância de combustíveis de origem vegetal e animal que, segundo Calabi et. al. (1983, p. 42-43), correspondiam a aproximadamente “[...] 75% do consumo total de energia, os derivados de petróleo, com 9,2%, e o carvão mineral, com 7%, totalizavam pouco mais de 15%. A energia elétrica, oriunda de fontes hídricas, com a modesta participação de 7%, completava o perfil do setor energético”.

A produção de álcool etílico ainda era limitada, ganhando força com a aprovação de sua mistura com a gasolina na década de 1940, ao passo que a consolidação da energia hidráulica a torna o motor do crescimento da indústria, se destacando na composição da matriz energética brasileira no período seguinte dado que a geração de eletricidade - que pode ser feita com base em lenha, carvão, gás natural, energia solar, nuclear, entre outras -, encontra na hidreletricidade o método mais eficiente para seu aproveitamento.

Diante disso, na década de 1940 a indústria brasileira vivenciava um momento de expansão que viria a se consolidar na década seguinte e que era, em grande medida, distinto da passagem do século XIX ao XX.

Das fontes de energia consumidas no período 1889-1945, a que mais contribuiu para que essas mudanças se operassem foi, certamente, a eletricidade. Não se pretende, com essa afirmativa, subestimar ou reduzir a significação das demais fontes. O fato é que, indubitavelmente, a razão para que a eletricidade passasse a ter maior papel nas mudanças se devia à condição de custar pouco e estar ela presente em quase todas as atividades do homem, inclusive na sua própria casa, mudando-lhe ou condicionando-lhe os hábitos. [...] Assim, parece lícita a conclusão de que a parcela maior das alterações na vida em sociedade urbana deve, provavelmente, ser imputada à difusão da eletricidade. (BARBALHO, 1987, p. 169).

O processo de industrialização brasileiro trouxe consigo um aumento na oferta de bens e serviços por meio do aumento da produtividade do trabalho, bem como incidiu diretamente na modernização do setor de transportes e do setor agrícola, requerendo novos níveis de consumo de energia como insumo. Do mesmo modo, o processo de urbanização impulsionou novos hábitos de vida, lazer, moradia e transporte que alteraram significativamente o padrão de consumo final de energia. (CALABI et. al., 1983).

Sendo assim, o setor energético brasileiro sofreu uma mudança estrutural a partir da década de 1940 para atender às exigências de uma economia que saía de um padrão agroexportador para um modelo de industrialização. Diante disso, o presente capítulo centra a análise no período posterior à década de 1940, o qual provocou profundas transformações na matriz energética brasileira que anteriormente era composta, sobretudo, por lenha e carvão.

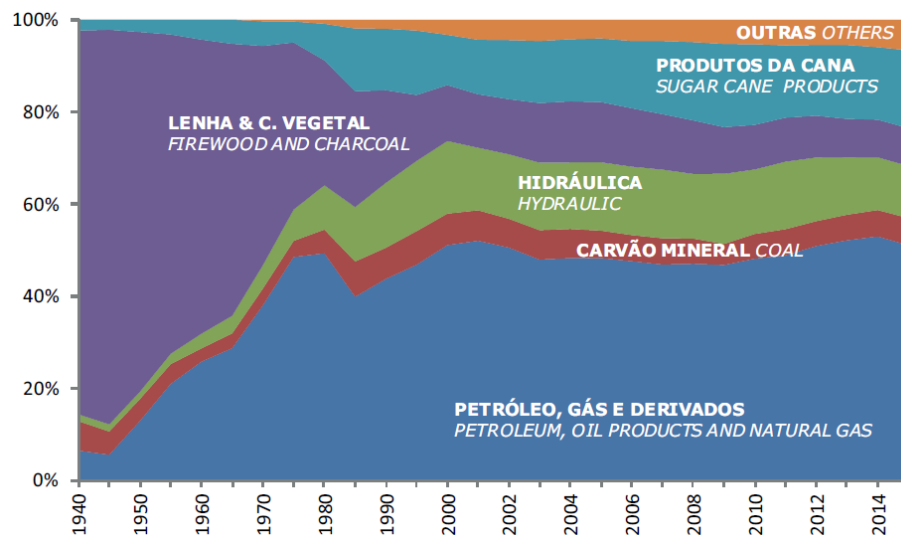
2.2 O PROCESSO DE INDUSTRIALIZAÇÃO ENTRE 1940 E 1973 E A CRISE ENERGÉTICA

Na década de 1940, surgiram novas fontes energéticas que possibilitaram o suprimento de energia necessário para a ampliação da atividade econômica, como os combustíveis fósseis, especialmente petróleo.

O novo modelo energético teria implicações técnicas, econômicas e ambientais distintas do modelo anterior, pois enquanto o antigo apresentava relativa estabilidade em torno da lenha e do carvão vegetal, um insumo produzido nacionalmente, renovável e cujo domínio tecnológico era amplamente difundido, as necessidades energéticas do futuro sinalizavam para o aumento do consumo dos combustíveis fósseis e da energia elétrica, ambos necessários à fase industrial e urbana na qual o país ingressava. (ANDRADE, 2010, p. 50).

A imagem 01 demonstra a ascensão dos combustíveis fósseis e da hidreletricidade na matriz energética brasileira. Segundo Calabi et. al. (1983) os combustíveis fósseis aumentaram sua participação de 15%, em 1941, para mais de 40% na década de 1970, enquanto a energia hidráulica passou a ter predominância na geração de eletricidade, passando de 7% em 1941 a 20% de participação na matriz energética no início da década de 1970, parcela esta que equivalia a mais de 90% de participação na geração de energia elétrica. Essas duas fontes passariam a corresponder posteriormente, em 1979, a 70% do consumo de energia do país.

Imagem 01: Oferta Interna de Energia no Brasil 1940-2015 (%)



Fonte: EPE (2016, p. 38).

Diante disso, fica evidente que a partir da década de 1940 o setor energético brasileiro não apenas expandiu como também sofreu alterações em sua estrutura produtiva para atender aos novos perfis de produção e consumo industrial, comercial, público e residencial.

O processo de industrialização no Brasil ocorreu de forma retardatária, dado que o país não possuía aparato institucional, tecnológico e financeiro adequados para atendê-lo de forma eficiente. Diante disso, sob a égide de empresas multinacionais e da dependência tecnológica, o setor energético brasileiro precisava suprir a necessidade energética das ondas de industrialização, quando a participação do consumo de energia enquanto insumo no consumo total cresce em relação ao consumo de energia enquanto bem de consumo. (CALABI et. al, 1983).

Isso decorre da necessidade da introdução de um parque industrial e motorização do setor de transportes, bem como do setor agrícola, gerando uma elevação da participação de petróleo e da eletricidade na composição da matriz energética brasileira. Diante disso, o Estado brasileiro precisou investir na construção da infraestrutura correspondente ao crescimento industrial, fomentando os investimentos no setor energético, assumindo assim o papel ordenador deste setor.

Na primeira etapa de industrialização do país de 1930 a 1945, o Estado brasileiro havia iniciado a construção das bases institucionais que regulamentariam a atuação do setor energético, como a criação do Instituto do Açúcar e do Alcool, em 1933; do Código de Águas, em 1934; e do Código de Minas, em 1938; que se destinavam a regular e coordenar a exploração dos recursos hídricos e minerais do país, bem como do Conselho Nacional do Petróleo – CNP, em 1938; e do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE em 1939, que regulavam o mercado de petróleo e energia elétrica. Contudo, a questão energética passou a estar mais presente no planejamento estatal a partir de 1945.

O problema da energia esteve sempre presente nas experiências de planejamento desenvolvidas no Brasil depois de 1945. Esse fato talvez se justifique pela preocupação central que norteou esses planos: o objetivo era o desenvolvimento e este seria alcançado por meio da industrialização. Em outros termos, mesmo que a velha proposição da “vocação agrícola” estivesse presente em algumas mentes, provavelmente não mais havia condi es políticas de propor um programa de desenvolvimento puramente agrário. (CALABI et. al., 1983, p. 97).

No plano institucional, também pode-se citar a Constitui o de 1946 como um marco na abertura para financiamento externo do setor energético, a cria o do Instituto do Petróleo em 1948, o Conselho Nacional de Pesquisas e a Regulamenta o de Pesquisa e Lavra de Minerais Radioativos em 1951, que representam o primeiro esforço no fomento   gera o de energia nuclear, e o Plano do Carvão Nacional de 1951, que objetivava coordenar o mercado de carvão nacional.

Assim, caberia ao Estado garantir o suprimento energético necessário ao processo de industrializa o e urbaniza o ampliando a disponibilidade de energia. O Plano de Metas de Juscelino Kubitschek pode ser considerado como o primeiro plano de governo formal e efetivo, contudo, houve alguns documentos e relatórios definidos entre 1945 e 1956 que abordavam o planejamento energético e, portanto, requerem men o para a compreensão do surgimento da política energética nesse contexto histórico.

A Missão Cooke, de 1942, que propunha alinhar os esforços econômicos brasileiros com os interesses de guerra americanos,   a primeira experiência de planejamento destacada

devido à sua preocupação com a exploração das jazidas de carvão, com a produção de álcool como combustível, estímulo à geração de energia hidráulica e à produção interna de petróleo. (CALABI et. al., 1983).

As questões mais candentes, por exemplo, o capital estrangeiro face ao Código de Águas, eram evitadas, certamente pela necessidade de cooperação que impunha o estado de guerra. Assim, as recomendações da Missão Cooke adquiriam conotação técnica, fugindo aos eventuais pontos de conflito político entre as duas nações – Estados Unidos e Brasil. (CALABI, et. al., 1983, p. 99).

A Missão Abbink (Comissão Mista Brasileira-Americana de Estudos Econômicos) e a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para Desenvolvimento Econômico também são exemplos que resultaram em estudos técnicos que ofereciam suporte às decisões da política econômica, a Missão Abbink (1949) com propostas de abrangência macroeconômica e a Comissão Mista (1954) com projetos voltados para questões específicas, porém, ambas tinham como premissa a participação de capital privado e estrangeiro no setor energético nacional, de modo a restringir a participação do Estado à função reguladora. (CALABI et. al., 1983).

Com relação ao setor energético, a Missão Abbink tinha como prioridade atender à demanda industrial estimulando a produção de hidreletricidade e combustíveis fósseis, principalmente no tocante à pesquisa e produção nacional de petróleo devido ao peso que infligia à balança comercial. Assim, o relatório da Missão Abbink “[...] tratava dos aspectos característicos da economia brasileira, acentuando a dependência de poucos produtos de exportação, o baixo nível de renda, as disparidades espaciais e setoriais dos níveis de produtividade e a deficiência dos setores de infra-estrutura.” Também previa o Estado como coordenador dos investimentos no setor, ao passo que ao incentivava a atuação do setor privado, que “[...] deveria criar no Brasil o ‘capitalismo industrial’”. (CALICCHIO, 2017, n.p.).

Assim, ao petróleo caberia mover o sistema de transportes; a energia hidráulica seria a base da produção de eletricidade para consumo doméstico e industrial; as demais fontes (carvão mineral, carvão vegetal, lenha etc.), mesmo quando importantes quantitativamente, diziam respeito mais ao passado do que ao futuro. (CALABI et. al., 1983, p. 101).

A Comissão Mista tinha projetos que previam investimentos estratégicos em setores específicos seguindo a mesma perspectiva de valorização do capital privado e estrangeiro já presente na Missão Abbink.

Os trabalhos da Comissão Mista versaram basicamente sobre as exigências técnicas e legais para que o Brasil formulasse e implementasse projetos prioritários relativos basicamente a energia e transportes. No final, a Comissão acabou aprovando 41 projetos do Plano de Reaparelhamento Econômico elaborado pelo governo, para os quais calculava serem necessários cerca de 22 bilhões de cruzeiros, dos quais 14 bilhões seriam financiados em cruzeiros pelos governos federal e estaduais e cerca de 8 bilhões, equivalentes a 387 milhões de dólares, seriam financiados pelo Banco Interamericano de Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) ou pelo Export-Import Bank (Eximbank). Desse investimento total, 60,6% deveriam ser alocados no setor de transportes, 33,1% no setor de energia elétrica e 6,3% em projetos relativos a indústria, máquinas agrícolas e estocagem de cereais. (ARAÚJO, 2017, n.p.).

Essas comissões se articulavam com o Plano Salte no governo de Dutra em 1950, que previa dotações orçamentárias para áreas específicas como saúde, alimentação, transportes e energia. Com relação à energia, a maior parte do investimento era destinado à geração de eletricidade e à pesquisa nacional na área do petróleo. Esse Plano teve continuidade no segundo Governo Vargas (1951-1954), momento em que os projetos da Comissão Mista estavam sendo elaborados, de modo a articular os investimentos com os financiamentos dos Estados Unidos. (CALABI et. al., 1983).

Barbalho (1987) afirma que, “Como resultado das conquistas tecnológicas dos anos trinta e do ganho técnico acelerado ocorrido durante o período de guerra, o mundo avançou bastante nos anos cinquenta. O Brasil, sob esse aspecto, não ficou atrás. O processo de industrialização se acelerou.”

Assim, a década de 1950 representa um momento de intenso esforço de industrialização e crescimento do setor energético, que passa a estar amparado na construção de aparato institucional sólido que encarregava-se da regulamentação e das operações das diversas fontes e cadeias energéticas, de acordo com suas especificidades técnicas.

Nesse sentido, diante da necessidade de fortalecer a introdução de combustíveis fósseis na matriz energética brasileira considerando que a balança comercial esteve historicamente comprometida, em grande medida, com a importação de petróleo e seus derivados, a década de 1950 marca a construção da indústria petrolífera nacional. Em 1953 foi criada a Petrobrás definindo o monopólio estatal da produção de petróleo, juntamente com o CNP em 1938. (ANDRADE, 2010).

A criação da Petrobrás, em 1954, resulta de amplo movimento no seio da sociedade. a Assessoria Econômica de Vargas preparara um anteprojeto menos rígido na defesa do monopólio estatal do que aquele que acaba por ser aprovado. Este, aliás teve a participação decisiva de parlamentares da UDN (como Gabriel Passos) dos quais em princípio se poderia esperar uma postura liberal. Nesse sentido, o monopólio estatal parece ter ganho o estatuto de reivindicação popular naquele

período. Se lembrarmos as recomendações “técnicas” da Missão Abbink e da Comissão Mista (capital privado em colaboração com o estrangeiro), vemos a que distância situaram-se estas análises. (CALABI et. al., 1983, p. 103).

No setor elétrico, as empresas concessionárias estrangeiras desempenhavam papel preponderante ao passo que o governo atuava como planejador e fiscalizador, bem como na expansão de usinas hidrelétricas, em meio a debates sobre a necessidade de sua intervenção. Nesse ponto, destacam-se a criação do Ministério de Minas e Energia - MME, em 1960, da Eletrobrás em 1961 - que seria responsável pelas pesquisas e pela operação de usinas e linhas de transmissão no setor de energia elétrica -, e da Eletrosul - subsidiária da Eletrobrás na região Sul - em 1968. (ANDRADE, 2010).

De acordo com Calabi et. al, (1983, p. 104), no quadro geral da década de 1950 “[...] identificava-se, antes de mais nada, o estrangulamento existente no setor de transporte e no de energia elétrica cuja solução mais próxima estava em ampliar as importações de petróleo (ou combustíveis já refinados) e em construir novas usinas hidrelétricas.”

O governo de Juscelino Kubitschek propôs, com o Plano de Metas, uma perspectiva de crescimento equilibrado por meio da atuação inter-setorial e, pela primeira vez, aparece a questão da energia nuclear como objeto de intervenção. Os investimentos estavam centrados no setor industrial, particularmente químico e mineral, de modo que a indústria de produção e refino de petróleo, bem como a de minério de ferro foram fortemente beneficiadas. (ORENSTEIN; SOCHACZEWSKI, 1990).

Assim, era possível definir as cinco metas básicas relativas à energia (no total de 30 metas setoriais):

1. Energia hidrelétrica: aumento da potência instalada de 3.000.000 kW para 5.000.000 kW em 1960. Ataque de obras para aumentar até 8.000.000 kW até 1965.
2. Instalação de uma central atômica pioneira de 10.000 kW e expansão da metalurgia dos minerais atômicos.
3. Aumento da produção anual de carvão de 2.000.000, em 1955, para 3.000.000 kW, em 1960.
4. Aumento da produção de petróleo de 6.800 barris/dia, em fins de 1955, para 100.000 barris/dia, em fins de 1960.
5. Aumento da capacidade de refino de 130.000 barris/dia, em 1955, para 330.000 barris/dia, em 1960. (CALABI et. al., 1983, p. 105).

Percebe-se que o Plano de Metas, para além de referenciar a um programa nuclear, diferenciava a produção e o refino de petróleo, dado que a indústria petrolífera nacional ganhava destaque devido à possibilidade de economia de divisas. Ademais, a importância do carvão para uma economia regional e o fomento da capacidade de geração de energia hidrelétrica são os pontos destacados no plano.

A tendência geral, que se acelera na segunda metade dos anos 50, foi a de delegar ao setor público o provimento de insumos básicos (aço e energia, por exemplo) bem como a criação da infra-estrutura básica (transportes, comunicações), vital para o processo de industrialização. Dessa forma, o Estado passou a ter sob seu controle: a produção de aço, através das três maiores usinas do país, a CSN, Cosipa e Usiminas; a produção e refino de petróleo através da Petrobrás; a produção e exportação de minério de ferro através da Companhia Vale do Rio Doce; a produção de soda cáustica através Companhia Nacional de Álcalis; crescente envolvimento na produção de energia elétrica através da CHESF e de Furnas; transporte ferroviário através da Rede Ferroviária Federal; navegação de cabotagem através do Lloyd Brasileiro e Companhia de Navegação Costeira; controle e construção de novas rodovias através do DNER e dos DER'S, que gerenciavam o Fundo Rodoviário Nacional. (ORENSTEIN; SOCHACZEWSKI, 1990, p. 182).

Já o Plano Trienal de 1963 a 1965 do Governo de João Goulart, que vigorou em um contexto econômico de descontrole das contas públicas e pressão inflacionária, tinha uma abordagem puramente técnica com relação ao setor energético, focando na expansão da capacidade energética e na ideia de eficiência e auto-suficiência. Houve aumento nos preços de derivados do petróleo por meio do corte de gastos previsto no Plano, que envolvia o fim de subsídios no setor. (ABREU, 1990).

Quanto à energia elétrica, o Plano Trienal ressaltava a necessidade de integração de sistemas e linhas de transmissão a fim de utilizar mais amplamente a capacidade instalada no âmbito regional. Quanto ao petróleo, havia o objetivo de alcançar quase a auto-suficiência no refino (cerca de 97%) e atingia com a produção nacional cerca de 30% do consumo interno. Não havia política especial com referência à produção carbonífera. Novamente se propunha um programa inicial de estudos em energia nuclear prevendo o ano de 1980 como marco inicial para a utilização comercial dessa fonte. (CALABI et. al., 1983, p. 106).

É evidente que a necessidade de expansão da oferta interna de energia elétrica e de petróleo é um ponto comum entre todos os planos abordados, assim como o papel secundário atribuído às demais fontes como a lenha, álcool, e carvão.

O período entre 1964 e 1973 que se inicia com o golpe militar e vai até o primeiro choque do petróleo, é marcado por três planos de governo, Programa de Ação Econômica do Governo – PAEG (1965), Programa Estratégico de Desenvolvimento – PED (1968), 1º Plano Nacional de Desenvolvimento – PND (1971), nos quais está presente a noção segmentada do setor energético e o objetivo de aumentar a eficiência produtiva do setor no intuito de aumentar a rentabilidade dos investimentos.

A energia nuclear, que havia ganhado espaço no Plano de Metas, teve pouca participação na política energética do PAEG, enquanto o uso das reservas de carvão era estimulado. As pesquisas e a exploração das jazidas de petróleo, assim como a capacidade de

refino, também eram tratadas com uma questão privada. O PAEG também previa a padronização das instalações para ganhos em eficiência na geração de eletricidade partindo de uma perspectiva privada, ainda que delegasse ao Estado o papel de fixar as tarifas que fossem adequadas aos imperativos de rentabilidade das empresas privadas. Devido à tendência de baixa dos preços industriais nesse período, o consumo de eletricidade aumentou apenas a partir de 1966, quando cresceu 20%. (RESENDE, 1990).

O PED, vigente durante o governo Costa e Silva, tinha o intuito de integrar as cadeias energéticas buscando um aproveitamento racional dos recursos a partir de um esforço sistemático de levantamento de dados. A questão do petróleo era tratada por uma perspectiva privada, no sentido de orientar a atuação da Petrobrás de tal modo que a política energética era confundida como política da própria empresa. As orientações do PED também indicavam a produção de energia térmica com o intuito de gerar energia elétrica para reatores nucleares, “Finalmente, era reavaliada a importância da energia nuclear. Descartada no PAEG, como forma de expansão da produção de energia elétrica, agora a energia nuclear voltava à consideração, sob as usuais condições de racionalidade.” (CALABI et. al., 1983, p. 112).

Cabe destacar que o PED foi lançado em um contexto de intenso crescimento econômico que durou até o primeiro choque do petróleo, contexto este que resultava de um modelo de crescimento pautado no endividamento externo. Nesse momento, a economia brasileira vivenciou altas taxas de crescimento e houve significativa expansão da infraestrutura nacional. (LAGO, 1990).

Os investimentos do governo em infra-estrutura contribuíram para a consolidação do setor de bens de capital (que abrange segmentos dos gêneros industriais mecânica, material de transporte, material elétrico e de comunicações e metalurgia, tal como definidos pelo IBGE), e especialmente da produção de bens de capital sob encomenda (BKE). De fato, como se viu, a geração de energia elétrica e os serviços de transporte e comunicações cresceram de forma sustentada como resultado de políticas setoriais estabelecidas pelo governo, e claramente também tinham efeitos de arrasto sobre a indústria de transformação e mais especialmente sobre a produção de equipamentos. (LAGO, 1990, p. 240-241).

Nesse cenário de expansão, em 1971, foi lançado o 1º PND, que delegava ao setor energético a função de acompanhar a expansão da atividade econômica proveniente do ciclo de prosperidade. No 1º PND, havia diversos programas de investimentos voltados à geração de energia elétrica e nuclear, que era vista como estratégica no contexto da política tecnológica nacional.

Parece certo, portanto, que a euforia causada pelo rápido crescimento da economia brasileira, no período, apagava as referências ao uso racional dos recursos econômicos, à necessidade de aumento da produtividade etc., tão comuns no PAEG e no PED. Afinal, o crescimento seria a prova da eficiência, e o resultado da eficiência seria o crescimento mais rápido rumo aos grandes projetos, grandes investimentos etc., que afinal reforçavam a grande empresa pública dos setores de energia. (CALABI et. al., 1983, p. 114).

Assim, percebe-se que nesse período de intensiva industrialização e urbanização, a matriz energética brasileira passou por um processo de incorporação de combustíveis fósseis e hidreletricidade, essenciais para a consolidação da indústria, especialmente na construção da infraestrutura necessária para esse novo modelo de crescimento. Contudo, os aumentos no preço do petróleo a partir de 1973 alteram substancialmente esse perfil, criando a necessidade de substituição do petróleo e seus derivados, e de diversificação da matriz energética diante dos recursos energéticos disponíveis no país.

2.3 A CRISE DA MATRIZ ENERGÉTICA A PARTIR DAS CRISES DO PETRÓLEO

Mesmo com a elevação significativa no consumo de petróleo em nível mundial a partir da década de 1950, os preços do petróleo mantiveram-se baixos na década de 60, o que fortaleceu a ideia da formação de um cartel entre os países produtores visando a alta nos preços. (GALVÊAS, 1985).

A esta política baixista os países exportadores de petróleo responderam com a criação da OPEP, em setembro de 1960, associando, inicialmente, o Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela. Posteriormente, aderiram a Indonésia, Líbia, Catar, Abu Dhabi (incluído, depois, nos Emirados Árabes Unidos), Nigéria, Argélia, Equador e Gabão. (GALVÊAS, 1985, p. 25).

Essa iniciativa teve repercussões no mercado mundial petrolífero por meio da decisão dos países da OPEP pela elevação dos preços, que ocorreu em outubro de 1973. “A Arábia Saudita elevou seus preços de US\$ 2,59, em princípio de 1973, para US\$ 11,65, em janeiro de 1974.” (GALVÊAS, 1985, p. 26).

Era o primeiro choque do petróleo: a brusca elevação nos preços, acompanhada de severo boicote de suprimento a grande número de países. A economia mundial sofreu tremendo abalo. O Mundo – que desfrutara de um dos mais longos períodos de progresso da história econômica, com desenvolvimento quase ininterrupto praticamente durante 25 anos (1950 a 1973), reverteu bruscamente essa tendência e a economia mundial entrou em recessão. (GALVÊAS, 1985, p. 28).

Nesse momento, o modelo de desenvolvimento do país estava pautado no consumo intensivo de energia, e a Petrobrás não exercia um alto esforço exploratório devido aos baixos preços que o petróleo tinha no mercado mundial até o primeiro choque. Assim, os impactos do choque de 1973 colocaram em questão a necessidade de planejamento energético, pois a atuação estatal estava pautada fundamentalmente em uma ótica de oferta, buscando garantir o suprimento de energia adequado. O planejamento também era feito de forma setorial, e não integrava demanda e oferta nas diversas fontes de energia considerando sua substituíbilidade. (ROSA, 1984).

Diante do alto preço do petróleo, a economia brasileira precisou buscar novas fontes alternativas de energia durante a década de 1970. Esse esforço incluía pesquisa científica e tecnológica e desenvolvimento industrial, alterando significativamente a matriz energética brasileira, que até esse momento estava assentada no consumo de combustíveis fósseis.

Deu-se grande importância às formas de energia renováveis e de uso não-centralizado, como é o caso da energia solar, da biomassa (plantas, resíduos, biogás), energia eólica, dos oceanos, geotérmica, além de alguns usos não-convencionais de combustíveis fósseis (xistobetuminoso, gaseificação, liquefação e queima em leito fluidizado de carvão). (ROSA, 1984, p. 17-18).

A energia nuclear requeria altos níveis de investimento e apresentava diversos problemas operacionais, assim como a energia solar, que era utilizada apenas estações retransmissoras de telecomunicações e em localidades isoladas. Assim, em contraponto à produção de energia em larga escala dos centros urbanos foram criadas algumas propostas descentralizadas com foco em pequenas comunidades “[...] sendo compatível com esta ideia o uso de energia solar, de biodigestores, de energia eólica, de pequenas quedas d’água, de queima de produtos e resíduos animais ou vegetais”. (ROSA, 1984, p. 18).

Coube ao Estado readequar o planejamento da política adotada ao novo cenário econômico. Assim, surgiu o 2º PND em 1974, que retoma alguns pontos da questão energética enquanto estratégica para o desenvolvimento econômico, frisando a necessidade de fomentar a produção nacional de petróleo e de outras fontes que pudessem vir a substituí-lo. De 1975 a 1979, seriam adotadas as seguintes medidas:

- Execução de programa maciço de prospecção e produção, com redução do prazo de início da produção, após a descoberta do campo;
- Intensificação do programa de xisto, pela Petrobrás;
- Esforço no sentido de limitar a um mínimo o consumo de petróleo, principalmente dos transportes, por:
 1. Política de preço da gasolina sem subsídio.

2. Criação de sistemas de transporte de massa.
 3. Eletrificação de ferrovias.
 4. Adição de álcool à gasolina;
- Melhor aproveitamento dos recursos hidroelétricos;
 - Execução de programas de pesquisas sobre novas fontes de energia (especialmente hidrogênio como combustível e energia solar);
 - Ampliação do uso de carvão para fins industriais;
 - Desenvolvimento do Programa Nuclear. (CALABI et. al., 1983, p. 114-155).

A partir do primeiro choque do petróleo, pode-se notar que a questão energética demandou maior atenção do Estado, de modo que o 2º PND já apresenta a política energética como central para o planejamento do governo. Nesse ponto, este avança em relação à valorização da política energética em detrimento dos planos anteriores, ao passo que retoma ao Estado o controle das decisões concernentes ao setor energético, que estava sendo coordenado por empresas privadas sob a ótica da eficiência racional.

A crise energética exigiu soluções que buscassem fontes alternativas ao petróleo e seus derivados. Nessa proposta de substituição do petróleo surgiu o Programa Nacional do Álcool – Proálcool em 1975, visando substituir o uso do petróleo nos veículos automotivos e no consumo industrial especialmente do setor químico. Considerando a vasta experiência na produção de açúcar e álcool, a indústria brasileira possuía equipamentos de origem nacional e avançados em termos tecnológicos, possibilitando condições técnicas e operacionais adequadas para a ampliação da produção. (MELO; FONSECA, 1981).

A proposta do programa, segundo Melo e Fonseca (1981) era aumentar a produção agroenergética do país por meio de crédito subsidiado à produção de cana-de-açúcar e à capacidade industrial de transformação em álcool. Destaca-se que a produção de álcool combustível para motores automotivos a partir de cana de açúcar é uma iniciativa pioneira do setor energético brasileiro, que contribuiu para a redução da importação de petróleo e derivados diminuindo o peso que exerciam sobre o saldo da balança comercial.

A segunda fase do Proálcool, iniciada em 1979 após o segundo choque do petróleo, teve objetivos de produção de álcool mais ambiciosos que os da primeira fase, em um momento em que a indústria automobilística teve engajamento integral no programa. “[...] naquela conjuntura de preços de petróleo, a solução álcool talvez permitisse a continuidade de um certo crescimento na produção de veículos, crescimento esse que se via ameaçado através de um novo pesado aumento no preço do petróleo e de seus derivados.” (MELO; FONSECA, 1981, p. 31).

O segundo choque do petróleo ocorreu em 1979, trazendo modificações profundas na política energética brasileira.

[...] o preço é elevado, em 5,0% em janeiro de 1979 [...]. Em abril de 1979, houve um novo aumento de 9,1% do preço do petróleo, seguidos de dois outros, violentos, de 23,8% em julho e 33,3% em novembro do mesmo ano. Ao longo do ano de 1979, quatro alterações elevaram o preço do petróleo de US\$ 12,70 por barril, em fins de 1978, para US\$ 24,00, em fins de 1979 – um aumento acumulado de 89,0%. (GALVÊAS, 1985, p. 109).

Nesse contexto, segundo Araújo e Oliveira (1984), pode-se destacar um conjunto de medidas que buscava reduzir o consumo de petróleo e derivados como o aumento do preço desses derivados, em especial do óleo combustível; o estabelecimento de cotas no fornecimento do óleo combustível ao setor industrial; bem como a criação de contratos que visavam garantir a substituição do óleo por fontes alternativas em diversos setores da indústria; e, também a criação do Conserve, que oferecia assistência técnica na conservação de energia do setor industrial.

Como resultado dessas medidas o consumo energético do setor industrial foi reduzido em praticamente todos os setores, porém, a atividade industrial continuou crescendo até 1980 em uma perspectiva energético-intensiva. Esse quadro foi revertido na década de 1980 com a recessão econômica, que reduziu o consumo de energia, especialmente de óleos combustíveis, devido à retração da atividade industrial. (ARAÚJO; OLIVEIRA, 1984).

A busca pela dinamização da economia a partir de 1979 ocorre via estímulo às exportações que, majoritariamente, provinham do setor agrícola. Contudo, diante dos impactos dos choques do petróleo e da eminência da crise energética, o governo brasileiro manteve o setor energético como prioritário na agenda de investimentos. Assim, na década de 1980 se inicia uma série de medidas visando o ajustamento da economia brasileira face ao segundo choque e à elevação das taxas de juros internacionais, o que ocorria em um quadro de pressão inflacionária, má distribuição de renda e alto nível de endividamento externo.

A crise energética decorrente dos choques do petróleo se apresentava naquele momento como um dos fatores determinantes da crise econômica que a economia brasileira viveu na década de 1980. Porém, cabe frisar que a recessão econômica não pode ser reduzida à crise energética, pois, apesar do grande peso da importação de petróleo nos déficits do saldo comercial, o petróleo não era responsável pelo alto nível de endividamento externo. (ROSA, 1984).

Assim, a economia brasileira inicia a década de 1980 em recessão, o padrão de crescimento pautado no endividamento externo dava sinais de esgotamento enquanto o fluxo de capital para o Brasil foi reduzido diante das altas taxas de juros internacionais, o que

dificultava o pagamento da dívida. “A conjunção de efeitos perversos reduziu a credibilidade do Estado, o que se atestou pelo aumento dos juros no mercado interno. No nível externo, o *déficit* público impedia a obtenção de divisas estrangeiras e no nível interno pressiona a inflação.” (ROSA, 2013, p. 17).

Nesse cenário, o setor energético teve um papel fundamental na condução de políticas antiinflacionárias servindo como atrativo para investimentos externos. Conforme aponta Rosa (2013, p. 17),

O setor energético teve então relevante importância na condução das políticas executadas quando da crise da dívida. O mesmo serviu de atrativo para os recursos externos e de eixo funcional das políticas antiinflacionárias praticadas, centradas no controle e prática de tarifas abaixo do valor de mercado internacional. Tudo isso, objetivando a contenção do crescimento interno da inflação como forma de possibilitar uma competitividade dos produtos exportados. Nesse contexto, observam-se dois fenômenos correlatos: um endividamento crescente das empresas de energia por causa da diminuição de suas receitas e a utilização de energia nos processos produtivos que se torna ou intensivo ou ineficiente.

Se por um lado, desse processo decorre o endividamento das empresas do setor energético diante da política de controle tarifário, por outro, decorre um estímulo ao crescimento da demanda por energia devido ao direcionamento da política industrial, então baseada em um modelo de desenvolvimento apoiado pelo consumo intensivo de energia, o que ocorria em descompasso com a retração da atividade econômica. (ROSA, 2013).

No início dos anos 1980, esse processo ocorre particularmente no setor elétrico, na medida em que a economia brasileira apresentava excesso de oferta, dado que as obras das Centrais Elétricas estavam dimensionadas para atender a uma demanda que crescia em ritmo acelerado até final da década de 1970. Isso resultava do modelo de desenvolvimento adotado anteriormente e da inserção da economia brasileira no mercado internacional, dado que o modelo de substituição de importações e o incremento no parque industrial brasileiro, aliado à crescente taxa de urbanização, demandavam energia intensamente. (KOEHLER; ROSA; AROUCA, 1984).

A recessão econômica dos anos 1980, que comprometeu o balanço de pagamentos de diversas economias nacionais, causou uma queda na taxa de crescimento do consumo de eletricidade, que “[...] após ter ultrapassado 12% ao ano na média do período 1970/78, desceu para 2,7% em 1981, ficando em 6% em 1982. No setor industrial a queda foi ainda maior: de 13,7% ao ano entre 1970 e 1978 chegou a apenas 0,3% em 1981 e a 4,2% em 1982”, o que

propiciou a formação de excesso de oferta de eletricidade no início dos anos 1980. (KOEHLER; ROSA; AROUCA, 1984).

Após o acordo firmado entre o governo brasileiro e o FMI, segundo Koehler, Rosa e Arouca (1984), houve uma retração nos investimentos de empresas estatais inviabilizando o término das obras que, no caso do setor elétrico, previam a ampliação das linhas de transmissão e distribuição que estavam operando no limite de sua capacidade. Assim, o setor elétrico é comprometido frente à dificuldade de financiamento necessário para manter seu programa de obras, gerando progressivo endividamento ao passo que a demanda por eletricidade apresentava tendência crescente.

Apesar da desaceleração do mercado de energia elétrica e a limitação dos investimentos no setor, as políticas de controle tarifário e de tarifas subsidiadas causaram um aumento na demanda por eletricidade exigindo a ampliação do setor elétrico. Porém, nesse contexto, se agravam as dificuldades de financiamento da Eletrobrás que, diante da “[...] contenção tarifária submetida a uma fórmula de equalização, orientada ao subsídio de novos aproveitamentos hidroelétricos situados à distância dos centros de consumo, adicionada ao endividamento externo imposto pelas políticas governamentais, implicaram fortemente na redução da capacidade de crescimento desta empresa. (ROSA, 2013, p. 18).

Já o mercado de gás natural, que tem em sua gênese a indústria de gás manufacturado do século XIX, não fazia parte das prioridades da política energética até meados da década de 1980 devido à baixa sua disponibilidade de reservas. Porém, nesse momento, mesmo diante da necessidade de utilização de fontes substitutas ao petróleo, a Petrobrás não tinha condições técnicas e operacionais para possibilitar a consolidação desse mercado no Brasil, de modo que este só veio a se desenvolver na década de 1990. (PINTO JR et. al., 2007).

Os efeitos das políticas econômicas afetaram os setores elétrico e petrolífero de formas distintas. Diferente da Eletrobrás, a Petrobrás ainda mantinha condições de autofinanciamento durante os anos 1980, com relativa autonomia política. Contudo, o quadro geral das empresas públicas era crítico, com perda da autonomia financeira e da capacidade de decisão e planejamento devido à redução da capacidade de investimento estatal, o que resulta em um “[...] cenário de desmantelamento dos serviços públicos sociais e administrativos.” (ROSA, 2013, p. 18).

As políticas públicas implementadas no Estado brasileiro nos anos 1980 viabilizaram o estabelecimento do debate e condução da entrada do ideário neoliberal como orientação nas alternativas de superação da crise e gestão do Estado, já definida como metas pelos países satélites. (ROSA, 2013, p. 18).

Assim, diante da crise financeira, a atuação do Estado brasileiro perde credibilidade, e o ambiente econômico propicia a disseminação do senso de ineficiência estatal. É nesse contexto que o setor energético inicia a década de 1990, em meio ao descrédito da atuação estatal diante do quadro econômico recessivo.

2.4 A MUDANÇA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA A PARTIR DA DÉCADA DE 1990

A década de 1990 é marcada pela ruptura com o modelo de crescimento econômico de substituição de importações, pautado na intensa intervenção estatal e proteção tarifária em prol da industrialização de países periféricos. Nesse momento, a economia brasileira passa por um processo de abertura comercial e financeira que incidiu em importantes reformas e mudanças estruturais. (CASTRO, 2005).

A partir de Collor, a política industrial e de comércio exterior ganhou um novo sentido. Esta, que desde final da década de 1980 já dava início a um processo de liberalização da política de importações, apresenta nos anos de 1990 uma política de comércio exterior por meio da redução do controle tarifário. A política industrial também passou a ter como prioridade recuperar o atraso da indústria brasileira e aumentar sua competitividade e eficiência por meio das estratégias de privatização. (CASTRO, 2005).

Esse programa retirava, em grande medida, a participação direta do Estado no suprimento de infraestrutura e na proteção da indústria nacional. Com o Programa Nacional de Desestatização (PND) esse processo se intensifica, no intuito de alinhar a economia brasileira aos interesses do mercado internacional a partir do redesenho do parque industrial nacional por meio da privatização, que ocorreu, cabe dizer, em áreas como petroquímica e siderurgia. O PND tinha como intuito desonerar o Estado das obrigações com as empresas estatais no intuito de alcançar a estabilidade econômica e redução da dívida pública. “Assim, a década de 1990 foi marcada pelo início do processo de privatização e de abertura econômica. Em ambos os casos, porém, as mudanças ocorreram de forma lenta, quando comparadas com diversos outros países da América Latina.” (CASTRO, 2005, p. 161).

Em seu relatório sobre o Desenvolvimento Mundial, de 1994, o Banco Mundial deixa claro quais as sendas que os países pobres devem seguir. O Banco identifica a necessidade imediata da saída do Estado das atividades de infraestrutura e aponta a promoção da concorrência nos setores de infraestrutura como sendo o único

caminho capaz de promover a prestação dos serviços de modo eficiente e responsável. (ROSA, 2013, p. 20).

Essas medidas tiveram continuidade nos governos de Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso. Com o programa de estabilização do Plano Real, que acabou com a indexação da economia brasileira iniciada na década de 1960 obtendo sucesso no controle da inflação, a agenda neoliberal ganha força. Em meio a desequilíbrio externo e crise fiscal, a década de 1990 vivenciou medidas como a reforma parcial da previdência, renegociação da dívida pública, abertura financeira, ajuste fiscal e monetário, fim do monopólio estatal de petróleo e telecomunicações, bem como a criação das agências reguladoras para os serviços públicos. (GIAMBIAGI, 2005).

O novo ambiente internacional de maior abertura econômica, sobretudo nos setores de infraestrutura, incitou os Estados à agilizarem a legalização da maior participação do capital privado nas indústrias onde eles detinham a participação acionária, isto se deu das mais variadas formas (privatizações, parcerias, contratos de risco, concessões, entre outras). Na década de 1990 este movimento ocorreu, sobretudo, nos países emergentes onde os governos visavam a redução das dívidas públicas, o aumento dos investimentos nas indústrias de infraestrutura locais e a geração de receitas para os cofres públicos. (SIMÃO, 2001, p. 107).

Diante disso, nos anos 1990 o governo brasileiro atuou no sentido de reestruturar o setor energético na medida em que o próprio modelo de desenvolvimento da economia se reestruturava, passando a ser orientado pelas premissas de desregulamentação, abertura comercial e financeira e privatização.

Diante do endividamento e da baixa capacidade de investimento do Estado, na década de 1990 a reestruturação do setor busca o saneamento das empresas no intuito de torná-las atrativas para o capital externo. Esse processo engloba uma série de medidas tendo as privatizações e o fim dos monopólios estatais como eixos centrais. A reestruturação do setor elétrico merece atenção nesse ponto.

Em 1995, foram tomadas diversas medidas legais que configuraram o novo modelo do setor elétrico que, conforme aponta Rosa (2013, p. 22), estabeleceram “[...] a obrigatoriedade de licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição; definindo novos critérios de concessão; criando a figura do produtor independente e consumidores livres e garantindo o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.”

Leite (2003) esclarece que esse novo modelo para o setor elétrico, pautado na desverticalização das empresas, divide o mercado em dois segmentos: o livre, o qual engloba os setores de geração e comercialização, e o cativo, que engloba transmissão e distribuição de

energia. Com relação ao mercado livre, o novo modelo criou um Mercado Atacadista de Energia (MAE) cujo planejamento operacional era de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), possibilitando ao setor privado negociar energia elétrica. O ONS também se tornou responsável pela administração dos ativos das empresas de mercado cativo, de transmissão e distribuição. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) caberia a regulação das tarifas cobradas aos consumidores cativos. (FRANCO, 2002).

O Governo Brasileiro, com apoio do Congresso Nacional, adotou diretrizes que se multiplicaram numa série de ações conjuntas, com o intuito de minimizar os riscos evidentes, conforme segue:

Promulgação das Leis de Concessões 8987/95 e 9074/95

Ações desenvolvidas e coordenadas simultaneamente:

- a criação de um órgão regulador (ANEEL);
- a emissão de regulamentos voltados à privatização da distribuição e de projetos e contratos dirigidos à expansão da geração;
- providências para garantir a expansão do sistema e da oferta, envolvendo: retomada de obras paralisadas; cancelamento de projetos de concessão não-iniciados; licitação de hidrelétricas; autorização de termelétricas e interconexões com países vizinhos;
- a privatização da distribuição;
- o detalhamento do modelo de mercado, desenvolvido por um grupo de consultores liderados pelo COOPERS & LYBRAND. (FRANCO, 2002, p. 63).

A contratação da consultoria internacional Coopers & Lybrand, em 1996, auxiliou no planejamento e implantação das reformas adequando o setor elétrico brasileiro ao novo modelo em prol da eficiência econômica e da competição no setor privado. “De maneira geral, a eficiência econômica é o objetivo da reforma, enquanto a introdução da competição é o meio para se atingi-la. E, livre acesso, reestruturação e desregulamentação são as ferramentas necessárias para o sucesso da reforma.” (LEITE, 2003, p. 25).

A criação da ANEEL pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 marca a saída do Estado brasileiro do controle da cadeia produtiva do setor elétrico, compreendendo que esse processo de reestruturação requer novos arranjos institucionais e aparato legislativo adequado. A ANEEL foi criada como autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia por meio da extinção do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, com as atribuições de “[...] regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica.” (BRASIL, 1996).

Assim, essa reestruturação do setor elétrico também teve caráter normativo, pautado nas novas exigências de ordem legal que consolidavam, por meio das diretrizes da ANEEL, a exigência de que as empresas do setor elétrico deveriam seguir o modelo de desverticalização

que implicava na separação de estrutura e custos das suas três atividades básicas, sendo elas geração, transmissão e distribuição de energia.

A partir disso, a política energética nacional passa a abarcar a orientação e coordenação do uso racional dos recursos energéticos buscando assegurar suprimento de energia a todas as regiões do país de acordo com as especificidades de cada região, bem como o estímulo a programas de setores específicos como uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e de outras fontes alternativas. (BRASIL, 1997).

Outras funções são o controle das importações e exportações de petróleo e seus derivados no intuito de manter a capacidade adequada de combustíveis ao consumo interno, o reconhecimento do caráter estratégico e de interesse público da eletricidade, o estabelecimento de diretrizes para uso de gás natural, da política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis e, por fim, a definição da estratégia e da política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. (BRASIL, 1997).

Apesar de a política energética ter estabelecido essas diretrizes, a incerteza diante da escassez de oferta de energia na década de 1990 levanta diversas questões com relação à capacidade de manter o suprimento energético necessário para o desenvolvimento econômico, dado que o setor privado teria que se expor aos riscos hidrológicos e às oscilações de preço do setor. Nesse ponto, destaca-se a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) com o objetivo de atenuar os riscos das usinas hidrelétricas, o que fortaleceu a preponderância da hidreletricidade da matriz elétrica brasileira em detrimento da energia térmica. (ROSA, 2013).

No setor petrolífero, na década de 1990, ocorreu um movimento estratégico de fusão e aquisição de empresas diante da instabilidade dos preços do mercado internacional de petróleo, que apresentava uma tendência de queda. Nesse contexto, com a retração da rentabilidade do setor, as empresas petrolíferas também passaram por um processo de reestruturação diante do ambiente econômico favorável à abertura comercial e financeira. (SIMÃO, 2001).

Neste período, as grandes multinacionais voltaram-se para as atividades relacionadas com o petróleo e gás natural e concentraram-se por meio de megafusões bilionárias que ocorreram entre algumas das maiores empresas visando ações tiveram por finalidades principais o aumento das reservas de óleo, a redução dos custos, a conquista dos mercados emergentes e a maior capitalização sobre os negócios. (SIMÃO, 2001, p. 107).

No marco regulatório do setor, destaca-se a Lei nº 9.478 de 06 de agosto de 1997 que instituiu o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e a Agência Nacional do Petróleo – ANP, dispondo sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo. (BRASIL, 1997).

Cabe aqui dizer que o processo de reestruturação do setor petrolífero ocorreu de forma gradual, por meio de estratégias de estímulo progressivas à inserção de capital privado e estabelecimento de parcerias entre os setores público e privado. Foram tomadas medidas de “[...] liberação de preços e margens de distribuição e revenda”, bem como de “[...] fim da exigência de volumes mínimos de comercialização por distribuidora e, também, do término da obrigatoriedade de comercialização dos produtos fornecidos pela distribuidora da marca do posto de revenda.” (ROSA, 2013, p. 56). Essas medidas tinham o intuito de aumentar a competitividade do setor petrolífero, porém, conforme aponta Rosa (2013), o que se observou foi, por um lado, um movimento de concentração no mercado e, por outro, adulteração de derivados do petróleo e evasão fiscal. Diante desse quadro, a ANP tomou algumas providências como:

(1) aumento do controle e monitoramento da venda de solventes e da qualidade de combustíveis nos postos de revenda; (2) imposição de mínimos de capacidade de armazenamento (750 mil litros) e de capital social para a obtenção do registro de operação junto a ANP; e (3) revogação da permissão irrestrita de aquisição de combustíveis pelos postos de revenda de qualquer distribuidora (somente os postos de “bandeira branca”). (ROSA, 2013, p. 56).

No mercado de derivados, houve abertura de importações para produtos advindos de outras empresas que não a Petrobrás como querosene, gasolina automotiva, óleo diesel e GLP até o início dos anos 2000. (ROSA, 2013).

A indústria de gás natural, a partir da década de 1990, ganhou atenção na elaboração da política energética nacional devido a descobertas de reservas e a negociações internacionais com a Bolívia e Peru. Diante disso, o uso de gás natural tornou-se relevante na medida em que a Petrobrás dirigiu esforço em tomar a posição dominante na cadeia produtiva do gás. (PINTO JR et. al. 2007).

Neste novo contexto, as centrais termoeletricas a gás se constituíram, em tese, em um empreendimento mais adequado ao perfil de riscos do capital privado, por exigir escalas menores e um tempo de retorno do investimento mais baixo. O agravamento da situação da geração hidroelétrica favoreceu a instituição do ambicioso Programa Prioritário de Termoeletricas (PPT). No que tange especificamente à indústria de gás natural, o PPT era percebido como a melhor oportunidade de ancorar a demanda de

gás pelo fato de as termoeletricas se qualificarem como grandes consumidoras. (PINTO JR et. al. 2007, p. 280).

Com a promulgação da Constituição Federal de 1988, a responsabilidade pelo mercado de gás natural passou a ser dividida entre as esferas federal e estadual. Conforme aponta Rosa (2013, p. 83), a esfera federal seria responsável pelos “[...] segmentos de pesquisa, exploração, produção, importação e transporte”, e a esfera estadual pela distribuição.

Ter duas instâncias de competência regulatória pode ser um empecilho ao desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil dado as indefinições regulatórias provenientes dos conflitos entre as reguladoras estaduais e a ANP e, também, pela delimitação do espaço de atuação de cada órgão regulador. (ROSA, 2013, p. 83).

Pinto Jr et. al. (2007, p. 280) apontam para um descompasso entre os agentes econômicos que atuam no mercado de gás natural, o que ocasionou na década de 1990 “[...] desequilíbrios nas condições da oferta de energia e de segurança no suprimento, tanto no setor elétrico quanto no setor de gás”. No caso do setor elétrico, esses desequilíbrios geraram uma crise de abastecimento no ano de 2001 devido à falta de investimentos, o que se contrapunha às propostas de eficiência energética do modelo de sistema elétrico criado na década de 1990.

De acordo com Giambiagi (2005, p. 180), a crise energética originada do modelo de mercado implementado no setor de energia elétrica na década de 1990, decorre da falta de investimentos por parte do Estado e do setor privado em um contexto de expansão da demanda por eletricidade “[...] marcado por grandes inovações tecnológicas e dos hábitos de consumo – massificação do uso de computadores, multiplicação do número de aparelhos de TV nas residências, uso intensivo de aparelhos de *freezer* etc.”

O que se registrou foi um descompasso entre o crescimento da demanda e oferta onde se verificou que a iniciativa privada não investiu na expansão do sistema no mesmo ritmo do exigido pelo crescimento da demanda, manteve-se em posição de espera, alegando para isso, a existência de inúmeras incertezas quanto ao funcionamento do mercado, o que colocaria em risco a garantia do retorno dos investimentos nos níveis esperados. (ROSA, 2013, p. 26).

A baixa intensidade pluviométrica contribuiu no agravamento desse quadro, exigindo um ajuste rápido da demanda diante do cenário evidente de desabastecimento. Essa política esteve pautada na contenção da demanda por meio de cortes de 20% no consumo em relação

ao ano anterior sob pena de corte de energia. Isso ocasionou uma queda no faturamento das empresas de energia elétrica e levou ao aumento nas tarifas.

Segundo Rosa (2013, p. 26), o

[...] gargalo apresentado pelo novo modelo apresentado à época reside no fato de que planejamento da expansão passou a ser indicativo. A não definição de uma obrigatoriedade na realização dos investimentos em expansão apresentados no planejamento indicativo estabelece um cenário de incerteza. Nesta situação, não existia nenhum agente com o papel de equilibrar a relação oferta-demanda do sistema elétrico, pois qualquer empresa geradora só será responsável pelo cumprimento de seu contrato.

Esse cenário decorre, segundo Pinto Jr et. al. (2007), das inconsistências de uma política energética fragmentada e subordinada às demais políticas, sem que haja um esforço sistemático em construí-la enquanto mecanismo estratégico para o desenvolvimento da atividade econômica o que, no limite, resulta em elevações de preços, racionamentos e apagões.

Nesse ponto é interessante notar que a política energética deve ser construída considerando a ótica da oferta e da demanda. Em primeiro lugar, a política de oferta deve garantir o suprimento de energia capaz de atender à demanda energética da sociedade. Contudo, deve-se também considerar a gestão dessa demanda por meio de ações que, em geral, buscam reduzir a demanda final e evitar desperdícios considerando sua eficiência técnica, de modo que a abrangência da política não se restrinja às esferas da produção e da distribuição de energia, mas também englobe o âmbito do consumo final. (PINTO JR et. al., 2007).

As políticas energéticas direcionadas à gestão de conservação de energia. A redução do consumo energético através da melhoria da eficiência dos processos produtivos e dos equipamentos e dispositivos domésticos, fruto do avanço tecnológico, tem resultados extremamente positivos sobre a redução das pressões sobre o abastecimento. No entanto, não se deve esquecer que a escolha da estrutura produtiva e, portanto, dos setores – mais ou menos intensivos no uso de energia – que vão desempenhar um papel-chave na dinâmica econômica de cada país tem um efeito, na maioria das vezes, de muito maior impacto. (PINTO JR et. al., 2007, p. 298).

Em 2003 a produção de álcool no Brasil ganha força devido ao surgimento dos carros *flex*, o que aumentou significativamente a competitividade do álcool em relação à gasolina e amenizou os riscos de insuficiência no abastecimento. Contudo, a produção de carros *flex* implicava em novos custos para a indústria automobilística devido à substituição dos

conversores de energia, que a partir de então deveriam ser capazes de operar com mais de uma fonte de energia. “A maior possibilidade de substituição aumentou, por um lado, a disponibilidade de recursos, no curto prazo, para o atendimento dessa necessidade. Por outro lado, permitiu aumentar a elasticidade-preço da demanda e viabilizar a concorrência interenergética nesse atendimento.” (PINTO JR et. al., 2007, p. 315).

A partir de 2003, foi criado um novo modelo para o setor elétrico proposto no governo do então presidente Lula, gerando um novo marco regulatório para o setor, que buscava aproximar o setor elétrico brasileiro de uma ferramenta estratégica para o desenvolvimento econômico e para soberania nacional e, portanto, de um serviço de caráter essencialmente público. Assim, a energia elétrica “[...] deixa de ser tratada como um produto para se tornar novamente um serviço público, onde se deve garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento para toda a população a um preço módico, mas de forma a remunerar adequadamente os investidores para assegurar a expansão do sistema.” (ROSA, 2013, p. 31).

O programa determinava que era inadiável a condução de novas alterações, pautadas em seis orientações:

1. Extinção do Mercado Atacadista de Energia (MAE);
 2. Retomada do planejamento integrado e de caráter determinístico;
 3. Retomada do Sistema de tarifa pelo custo;
 4. Reestruturação e democratização das agências reguladoras – ANEEL, ANA, ANP;
 5. Estruturação do Operador Nacional de Energia como um ente de caráter público; e
 6. Destinação prioritária da energia produzida por usinas hidrelétricas amortizadas (energia velha) ao setor público, instituições cooperativadas ou comunitárias.
- (ROSA, 2013, p. 31).

Essas medidas foram tomadas no intuito de minimizar os riscos financeiros dos investidores decorrentes da conjuntura econômica e de fatores hidrológicos por meio da retomada do planejamento do setor elétrico, que seria amparado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que se tornou a responsável pela elaboração de estudos que servem de embasamento das decisões de política energética no país a partir de 2004.

Assim, destaca-se nos governos de Lula e Dilma a retomada da atuação estatal na expansão de linhas de transmissão a criação do Programa Luz para Todos que previa a universalização do acesso à eletricidade, bem como a desaceleração dos processos de privatizações, dado que estes seguiram por meio de estratégias flexíveis de participação do capital privado no setor energético.

Um fator importante a destacar com relação ao setor energético nos anos 2000 é a descoberta de petróleo na camada Pré-sal, em 2007, que consolida a posição brasileira no mercado mundial de petróleo. Rosa (2013, p. 75) aborda a questão do Pré-sal em uma perspectiva de defesa nacional, e garante que “[...] o aproveitamento correto desses recursos requer o contínuo desenvolvimento tecnológico, montantes substanciais de investimentos, mitigação dos gargalos da indústria nacional de equipamentos para produção de petróleo, entre outras.”

Com relação ao planejamento energético dos anos 2000, a EPE realizou um estudo que resultou em aproximadamente cem notas técnicas integrando todas as cadeias energéticas nacionais, o Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, desenvolvido para planejamento integrado dos recursos energéticos no intuito de viabilizar a oferta e o atendimento à demanda energética brasileira está pautado em uma série de investimentos de longo prazo que previu para o período de 2008 a 2017 a aquisição de recursos públicos – em grande medida advindos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) -, e privados da ordem de R\$ 352 bilhões para a ampliação do parque energético nacional. (PORTAL BRASIL, 2017).

Os investimentos são centrados nos seguintes programas: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que foi criado em 2002 pelo Ministério de Minas e Energia no intuito de “[...] desenvolver fontes alternativas e renováveis de energia para a produção de eletricidade, levando em conta características e potencialidades regionais e locais e investindo na redução de emissões de gases de efeito estufa”; o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), criado em 1985 buscando a eficiência energética no setor elétrico e, conseqüentemente, a redução do desperdício de energia elétrica; o Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet) que objetiva estimular o uso eficiente de “[...] fontes de energia não-renováveis no transporte, nas residências, no comércio, na indústria e na agropecuária”; e o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), criado em 2004 para regulamentar a produção e a distribuição do biodiesel em todo o território brasileiro. (PORTAL BRASIL, 2017).

Percebe-se particularmente a partir dos anos 2000 um interesse em novas fontes de energia, interesse este que parte tanto da necessidade de preservação dos ecossistemas afetados pela queima de combustíveis fósseis quanto pela necessidade de substituição do petróleo. (PINTO JR et. al., 2007).

O Brasil possui grande potencial energético com capacidade de geração de energia de fontes renováveis como a hidráulica, lenha, cana de açúcar e biomassa, e tem aumentado sua produção e consumo de combustíveis fósseis como petróleo e gás natural.

O Brasil possui a matriz energética mais sustentável do mundo industrializado, com 45,3% de sua produção proveniente de fontes como recursos hídricos, biomassa e etanol, além das energias eólica e solar. As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de mais de 75% da eletricidade do País. Vale lembrar que a matriz energética mundial é composta por 13% de fontes renováveis no caso de países industrializados, caindo para 6% entre as nações em desenvolvimento. (PORTAL BRASIL, 2017).

Rocha (2014) defende que as bases de uma matriz energética, acima de tudo, dependem de fatores geográficos e econômicos. Diante da realidade brasileira, de vasto território e abundância em recursos naturais, pode-se haver o estímulo com relação ao uso de fontes renováveis como na geração de energia eólica, solar ou hidreletricidade. A participação das fontes renováveis no setor energético será explorada no próximo item, que apresentará a composição atual da matriz energética brasileira.

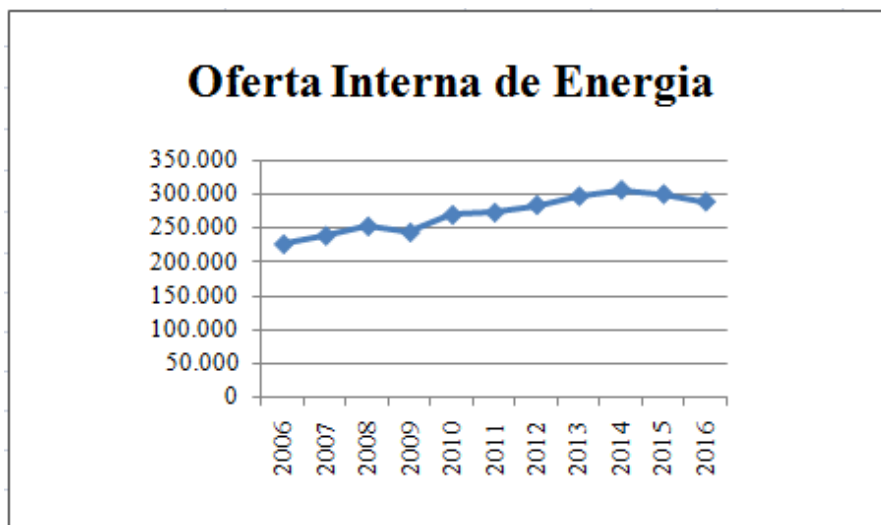
2.5 COMPOSIÇÃO ATUAL DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

2.5.1 Oferta de energia

Desde 2006, a oferta interna de energia no Brasil, que refere-se ao total de energia disponibilizado no país, tem apresentado uma tendência crescente. À exceção dos anos de 2009, 2015 e 2016, que representam momentos de retração da atividade econômica brasileira e do PIB, a oferta interna de energia tem crescido e diversificado as fontes que compõem a matriz energética brasileira.

Em 2006, a oferta interna de energia no Brasil foi de 225.621 ktep, aumentando para 288.319 ktep em 2016, o que correspondeu a uma variação de 21,75%. No gráfico 01, é possível observar a variação ocorrida nesse período.

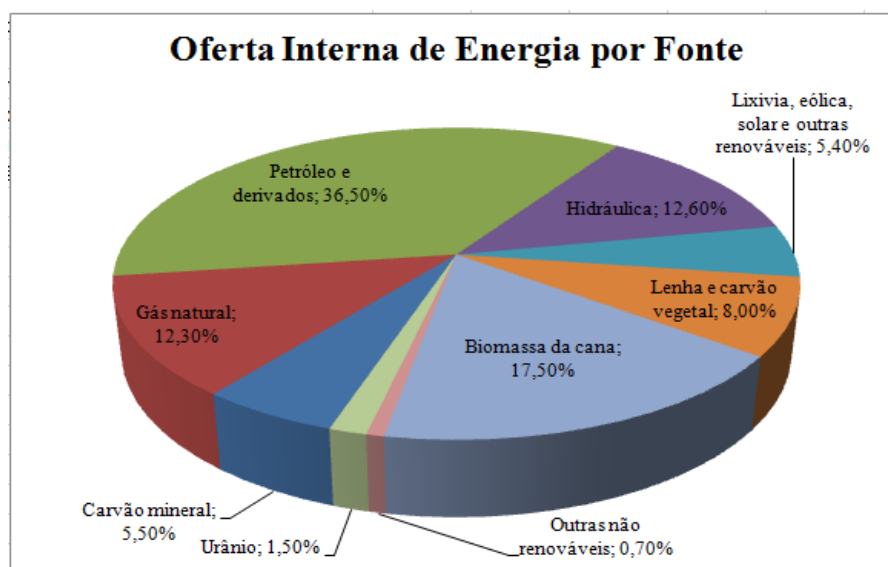
Gráfico 01: Oferta interna de energia no Brasil 2006-2016 (ktep)



Fonte: EPE (2016).

No ano de 2016, a oferta interna de energia totalizou uma participação de 43,5% de fontes renováveis, dentre elas: biomassa da cana (17,5%), hidráulica (12,6%), lenha e carvão vegetal (8,0%), lixo, eólica, solar e outras fontes¹ (5,4%). As fontes não-renováveis constituíram 56,5% da composição da matriz, com participação das seguintes fontes de energia: petróleo e seus derivados (36,5%), gás natural (12,3%), carvão mineral (5,5%), urânio (1,5%), e outras fontes não renováveis (0,7%). (EPE, 2017).

Gráfico 02: Repartição da oferta interna de energia por fonte no ano de 2016 (%)



¹ Nesse item estão incluídas, além da lixívia, solar e eólica, fontes como gás industrial de carvão vegetal, biogás, biodiesel e outras biomassas.

Fonte: EPE (2017).

A variação da oferta interna de energia oriunda de fontes renováveis e não renováveis nos anos de 2015 a 2016 foi de 1,4% e -7,3%, respectivamente, demonstrando uma redução na participação de combustíveis fósseis no período. As maiores variações observadas foram nas fontes renováveis, como a energia eólica, que variou 54,9%, e solar, que variou 44,7%, contudo, a participação dessas fontes na oferta interna em termos de Mtep ainda é irrisória. (EPE, 2017).

Tabela 02: Variação da oferta interna de energia por fonte 2015-2016

Valores em Mtep	2015	2016	Variação % 2015/2016
Renováveis:	123,7	125,3	1,4%
Energia hidráulica	33,9	36,3	7,0%
Biomassa de cana	50,6	50,3	-0,7%
Lenha e carvão vegetal	24,9	23,1	-7,2%
Eólica	1,9	2,9	54,9%
Solar	0,005	0,007	44,7%
Lixívia e outras renováveis	12,4	12,8	3,4%
Não-Renováveis:	175,9	163,0	-7,3%
Petróleo e derivados	111,6	105,4	-5,6%
Gás natural	41,0	35,6	-13,2%
Carvão mineral	17,6	15,9	-9,7%
Urânio	3,9	4,2	9,2%
Outras não-renováveis	1,8	1,9	5,2%

Fonte: EPE (2017).

Em suma, no ano de 2016, a oferta interna de energia teve uma retração de 3,8% em relação a 2015, em um contexto de enfraquecimento da atividade econômica brasileira e queda no PIB de 3,6%. Houve uma retração de 13,2% na oferta interna de gás natural e 5,6% na de petróleo e derivados, esta devido ao superávit obtido com a posição de exportador líquido de petróleo e derivados, o que reduziu a oferta para o mercado interno. (EPE, 2017).

Tabela 03: Dependência externa de petróleo e derivados 2007- 2016

Ano	Dependência externa (mil m3/dia)	Variação %
2007	-2,1	-0,70%
2008	1,4	0,50%
2009	-18,9	-6,20%
2010	-9,3	-2,80%
2011	2,7	0,8%
2012	-4,1	-1,2%
2013	46,9	12,3%
2014	27,9	7,0%
2015	-32,1	-8,7%
2016	-53,2	-14,7%

Fonte: ANP (2017a).

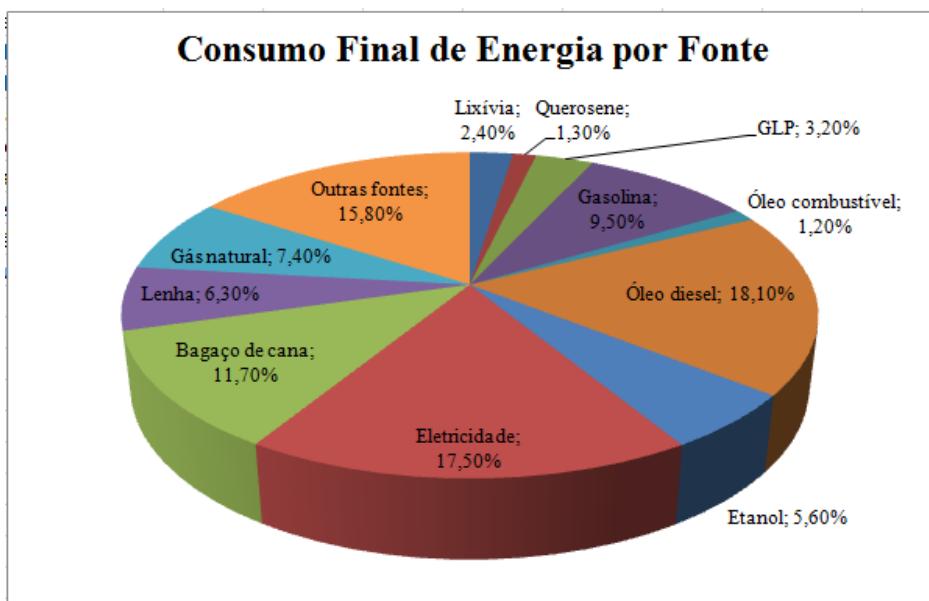
Com relação à oferta interna de energia elétrica em 2016, houve um crescimento de 0,7% em relação a 2015, tendo um aumento na participação da energia hidrelétrica de 7% em relação ao ano anterior. A participação da energia eólica aumentou em 54,9%, de modo que, aliada à participação de energia hidrelétrica, gerou um avanço de 75,5% para 81,07% de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. (EPE, 2017).

2.5.2 Consumo de energia

2.5.2.1 Consumo por fonte

A maior parcela do consumo final é de óleo diesel, que corresponde a 18,1% do total, enquanto a eletricidade, segunda maior parcela, corresponde a 17,5% do consumo final. A variação no consumo final de combustíveis líquidos foi de -3,2% e no consumo final de energia elétrica foi de -0,9%. Ambos correspondem, juntos, a 56% do consumo final de energia. (EPE, 2017).

Gráfico 03: Repartição do consumo final de energia por fonte no ano de 2016 (%)



Fonte: EPE (2017).

2.5.2.2 Consumo por setor

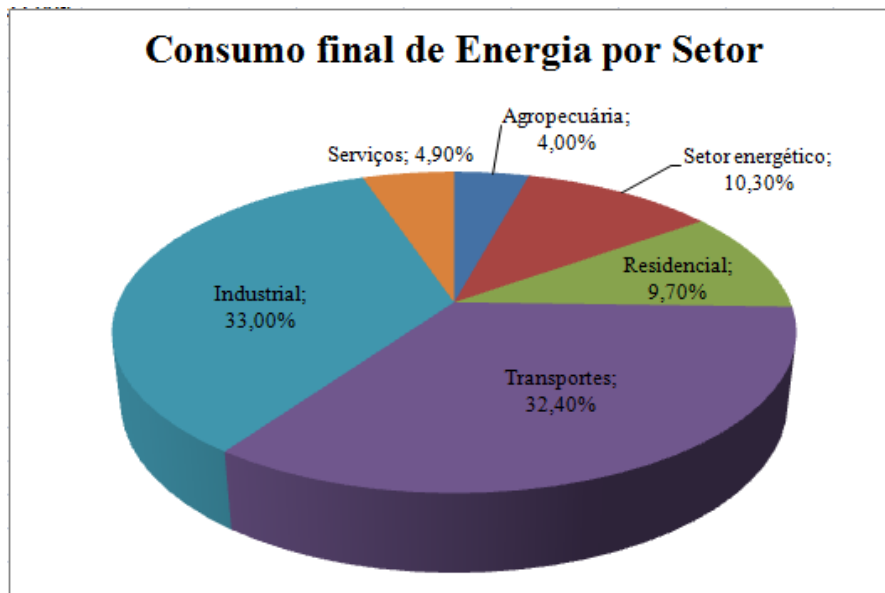
O consumo final de 2016 teve uma variação negativa de 2,2% em relação a 2015, caiu de 261,2 Mtep para 255,4 Mtep. Essa variação representa uma queda de 0,3% no consumo residencial, de 1,1% no consumo industrial, de 1,6% no consumo do setor serviços, de 3,2% no consumo não-energético, de 5,3% no setor energético e de 10,4% no consumo do setor agropecuário, que teve a retração mais expressiva. (EPE, 2017).

O setor agropecuário consome diversas fontes de energia como lenha, óleo diesel, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo, querosene, eletricidade, carvão vegetal e etanol. Dentre essas fontes, lenha, óleo diesel e eletricidade se destacam. O consumo de lenha de 2006 a 2015 esteve entre 2.244 tep e 2.814 tep, enquanto o consumo de óleo diesel variou entre 4.799 tep em 2006 e 6.327 tep em 2015, e o de eletricidade foi de 1.412 tep em 2006 a 2.310 tep em 2015. O consumo de óleo diesel representou mais da metade do total em todo o período, o que significava 56,1% em 2006 e, tendo pequenas variações, chegou a 55,1% em 2015. (EPE, 2016).

De toda a energia consumida no Brasil em 2016, 33,0% foi para o setor industrial, 32,4% para o setor de transportes. Somando a produção industrial ao transporte de carga e à mobilidade de pessoas, tem-se 65% do consumo de energia do país. O consumo para uso

energético em 2016 atingiu 94,2%, enquanto o consumo não-energético foi de apenas 5,8%. (EPE, 2017).

Gráfico 04: Consumo final de energia por setor em 2016 (%)



Fonte: EPE (2017).

Os dois principais setores consumidores de energia no Brasil, o setor industrial e o de transportes, tiveram um padrão de consumo bastante distintos.

O consumo industrial, que em 2016 teve uma retração de 1,1% com relação a 2015, indo de 85,1 Mtep a 84,2 Mtep, utiliza diversas fontes diversificadas, dentre elas estão o bagaço de cana (20,9%), a eletricidade (19,9%), o carvão mineral (12,3%), o gás natural (11,3%), a lenha (8,6%), a lixívia (7,4%), o carvão vegetal (3,6%), o óleo combustível (2,8%) e outras fontes (13,2%). Desse total, 58% são fontes renováveis. (EPE, 2017).

Já o setor de transportes teve uma retração de 1,6% com relação a 2015, indo de 84,0 Mtep a 82,7 Mtep, utilizando em grande medida combustíveis fósseis. O óleo diesel teve uma participação de 43,9% no consumo final desse setor, enquanto a participação da gasolina foi de 29,3%, do etanol de 16,8%, do querosene de aviação de 4,0%, do biodiesel de 3,3%, do gás natural de 1,9% e de outras fontes foi de 0,8%. Desse total, apenas 20% são fontes renováveis. (EPE, 2017).

Em suma, o consumo final do ano de 2016 teve uma retração de 2,2% em relação a 2015, o que representou queda no consumo de todos os setores, de 1,1% no setor industrial, 1,6% no setor de transportes, 10,4% no setor agropecuário e 5,3% no setor energético. Na

indústria, houve um recuo de 0,9 Mtep devido ao enfraquecimento da atividade industrial (que teve uma redução de 4,7% em relação ao ano anterior). No setor de transportes a redução foi de 1,4 milhões de tep, enquanto no setor energético foi de 1,5 Mtep. (EPE, 2017).

O consumo de energia elétrica também teve um recuo, de 0,9% em relação a 2015, por meio de uma redução de 1,3% no setor industrial, 7,7% no setor energético e 2,4% no setor comercial. (EPE, 2017).

Tabela 04: Relação entre oferta e consumo de energia no Brasil 2015-2016

Valores em Mtep	2015	2016	Variação % 2015/2016
Oferta interna de energia	299,6	288,3	-3,8%
Consumo final	261,2	255,4	-2,2%
Perdas no processo de transformação	38,4	32,9	-14,3%

Fonte: EPE (2017).

Assim percebe-se que, de 2015 a 2016, a oferta interna teve uma queda superior ao consumo final. Porém, também houve uma redução nas perdas no processo de transformação, o que decorre da redução de geração de energia térmica e de petróleo e derivados em detrimento da geração de energia eólica e hidráulica, com maior potencial de aproveitamento.

2.5.3 Composição atual da Matriz Elétrica Brasileira

O consumo de energia elétrica deve ser analisado com maior atenção. Em 2016, houve um aumento das perdas no consumo de eletricidade como pode ser observado na tabela 05. Também houve um avanço na importação de eletricidade, que em 2015 foi de 34,4 TWh e passou para 40,8 TWh em 2016. (EPE, 2017).

Tabela 05: Variação no consumo de energia elétrica no Brasil 2015-2016

Valores em TWh	2015	2016	Variação % 2015/2016
Oferta interna de energia elétrica	615,7	619,7	0,7%
Consumo final de energia	524,6	520,0	-0,9%

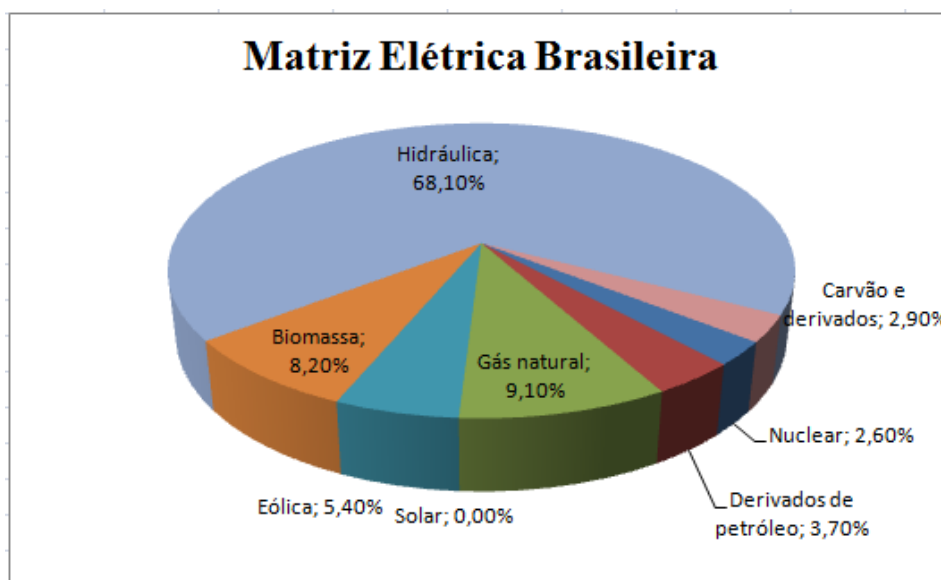
elétrica

Perdas comerciais e técnicas	91,1	99,7	16,1%
-------------------------------------	------	------	-------

Fonte: EPE (2017).

Com relação à oferta de energia elétrica, observa-se a predominância da fonte hidráulica que passou de 394,2 TWh em 2015, quando representava 64% da oferta total de energia elétrica para 421,7 TWh, o que representa 68,1% do total em 2016. A participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira que era de 75,5% em 2015, em 2016 chegou a 81,7% devido ao incremento da energia hidráulica. (EPE, 2017).

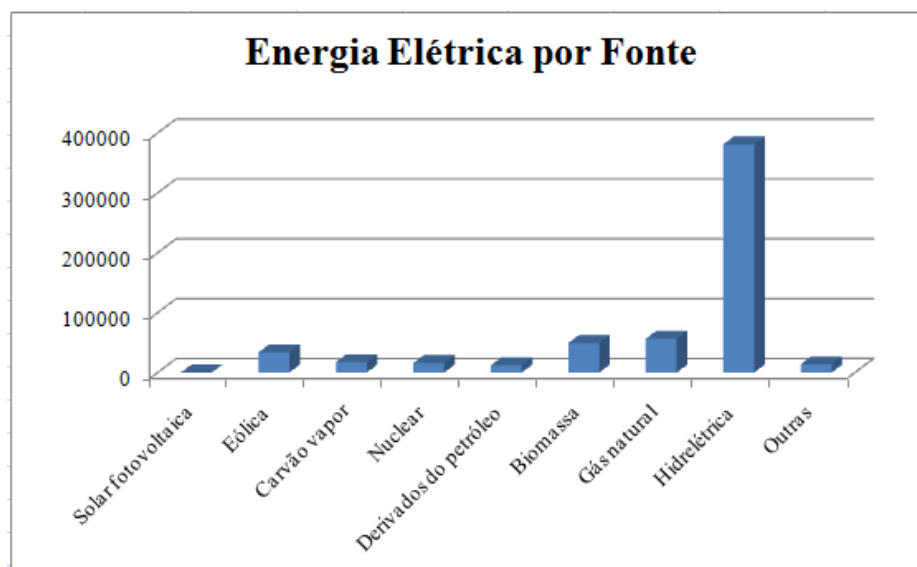
Gráfico 05: Repartição matriz elétrica brasileira no ano de 2016 (%)



Fonte: EPE (2017).

Dados acerca da geração de eletricidade demonstra claramente a predominância da energia hidrelétrica na matriz elétrica brasileira, como pode ser observado no gráfico 06, que em 2016 apresentou uma variação de cerca de 21.000 GWh com relação ao ano anterior. A geração de eletricidade por meio de fontes eólica, biomassa e nuclear em 2016 cresceram com relação a 2015, respectivamente 54,9%, 3,9% e 7,7%. As demais fontes tiveram uma retração em relação a 2015, de modo especial derivados do petróleo, que foi de 25.657 GWh para 12.103 GWh, o que representa uma queda de 52,8%. (EPE, 2017).

Gráfico 06: Geração de energia elétrica por fonte no Brasil no ano de 2016 (GWh)



Fonte: EPE (2017).

A variação de 54,9% de 2015 a 2016 na geração de energia elétrica por fonte eólica é resultado de uma tendência crescente que esta tem apresentado nos últimos anos. A geração de eletricidade por meio de fonte eólica no Brasil iniciou em 1996 por Centrais Elétricas de Serviço Público que produziam 2 GWh. Em 2000, a geração era de 1 GWh, passou para 35 GWh em 2001 e manteve-se abaixo de 100 GWh até 2005. Em 2006 a geração de energia eólica era de 237 GWh, 663 GWh em 2007 e a partir de 2008 expandiu progressivamente de 1.183 GWh a 33.489 GWh em 2016. (EPE, 2006; EPE, 2016).

Tabela 06: Geração de eletricidade por fonte solar e eólica no Brasil 2006-2016 (GWh)

Ano	Eólica	Solar
2006	237	0
2007	663	0
2008	1.183	0
2009	1.238	0
2010	2.177	0
2011	2.705	0
2012	5.050	2
2013	6.578	5
2014	12.210	16

2015	21.626	59
2016	33.489	85

Fonte: EPE (2016); EPE (2017).

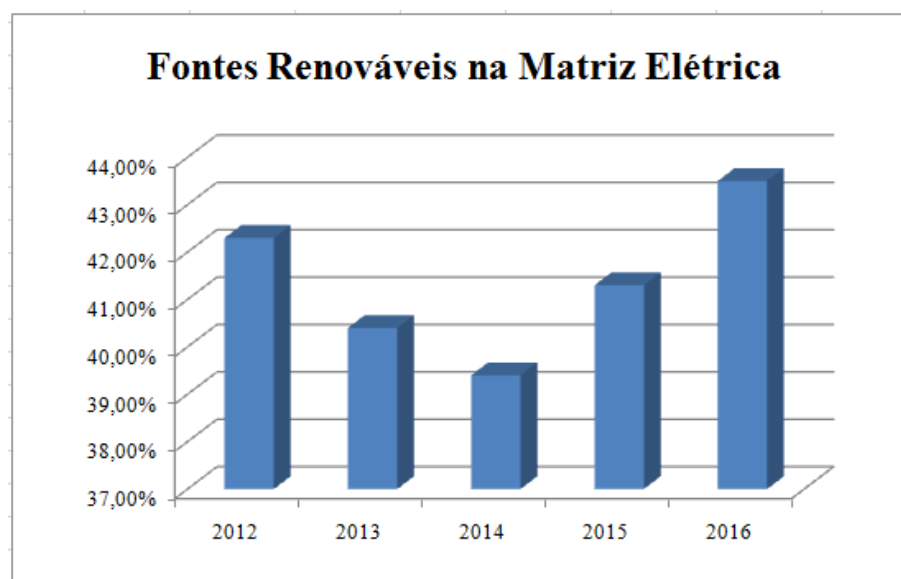
A energia solar começou a ser gerada para produção de eletricidade no Brasil em 2012, nesse ano gerando 2 GWh. Em 2013 a geração foi de 5G GWh, em 2014 de 16 GWh, em 2015 de 59 GWh e, em 2016, 85 GWh. Cabe aqui destacar que esses dados incluem geração de energia por Centrais Elétricas do Serviço Público somadas às de Autoprodução. (EPE, 2016).

No ano de 2015, as Centrais Elétricas Autoprodutoras brasileiras geraram 43 GWh de energia solar, enquanto as Centrais Elétricas de Serviço Público geraram 16 GWh. Com relação à energia eólica, existe uma clara predominância de geração de energia pelo serviço público, dado que em 2015 as Centrais Elétricas Autoprodutoras geraram apenas 3 GWh enquanto as Centrais Elétricas de Serviço Público geraram 21.623 GWh. (EPE, 2016).

2.5.4 Participação de renováveis na matriz energética brasileira

A participação de renováveis na matriz energética brasileira em 2016 cresceu em relação a 2015, foi de 41,3% a 43,5% devido à redução da oferta interna de petróleo e derivados e expansão da geração de energia hidráulica e eólica. (EPE, 2017).

Gráfico 07: Participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira 2012-2016 (%)



Fonte: EPE (2017).

Com relação à participação da matriz mundial e dos países que compõem a OCDE, pode-se observar uma diferença significativa: em 2014, ano em que a participação de renováveis na matriz brasileira era de 39,4% do total, na matriz mundial era de 13,5% e nos países da OCDE era de 9,4%, demonstrando o esforço de diversificação da matriz energética brasileira nos últimos anos dado o grande potencial que o Brasil possui na geração de energia proveniente de recursos renováveis. (EPE, 2017).

Diante do exposto, o presente capítulo buscou demonstrar os condicionantes históricos do setor energético brasileiro, enfatizando a atuação do Estado ao pontuar os planos de governo e as diversas instituições responsáveis pela política energética no país desde o início do processo de industrialização do Brasil, passando pela crise energética da década de 1970 e 1980, pela abertura econômica da década de 1990, abordando aspectos centrais que influenciaram na mudança do perfil energético brasileiro nos anos 2000 e, por fim, expondo a composição atual da matriz energética brasileira. No próximo capítulo, a análise estará focada no setor energético do estado do Paraná.

3. A MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE

3.1 O SETOR ENERGÉTICO E A ECONOMIA PARANAENSE

O estado do Paraná foi desmembrado do estado de São Paulo em 19 de dezembro de 1853. A economia paranaense em sua gênese estava assentada nas atividades comerciais derivadas do tropeirismo enquanto sua produção era, até início da década de 1940, essencialmente baseada em mineração, pecuária, erva-mate, madeira – em especial a de araucária – e café. (MAGALHÃES FILHO, 1996).

O primeiro marco do setor energético paranaense ocorreu em 1890 ao ser assinado contrato pelo presidente da Intendência Municipal de Curitiba, Dr. Vicente Machado com relação à concessão de 20 anos com a Companhia de Água e Luz do Estado de São Paulo, dando origem à primeira usina elétrica do Estado do Paraná, em Curitiba. Esta usina começou a funcionar em 1892, utilizando 200 m³ de lenha como fonte para produzir 4.270 HP de força ao dia. (COPEL, 2017c).

Em 1901 surgiu a primeira usina termelétrica também em Curitiba e em 1902 Paranaguá passou a ser a segunda cidade paranaense a receber eletricidade, dez anos após o início do uso em Curitiba, contando com um sistema de geração a vapor. Em 1904 a cidade de Ponta Grossa também passou a ter energia elétrica, seguida de União da Vitória e, em 1911, de Campo Largo, Prudentópolis, Castro, Guarapuava, Piraí do Sul e Campo do Tenente. Até 1910, as usinas do estado eram à vapor, porém, nesse ano foi instalada a primeira usina hidrelétrica no estado, a Usina de Serra da Prata. Em seu período de atividade, esta forneceu eletricidade à cidade de Paranaguá com potência de 400 kVA, sendo desativada na década de 1970. (COPEL, 2017c).

A partir da década de 1930 começou a se consolidar a regulamentação do setor energético em nível nacional. Em nível estadual, em consonância com o Plano Nacional de Eletrificação, foi criado, no ano de 1947, o Serviço de Energia Elétrica do Paraná que foi transformado em Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE) no ano seguinte, encarregado dos serviços elétricos do Governo Estadual. (COPEL, 2017c).

Em 1948 foi criado o primeiro Plano Hidrelétrico do Estado que previa sistemas elétricos em todas as regiões do Paraná, contando com as usinas e os centros geradores para consumo próprio. Esse plano sofreu alterações em 1952, sendo dividido em duas etapas: a primeira se referia a um objetivo de curto prazo que previa a conclusão de algumas pequenas

hidrelétricas, enquanto o segundo previa a construção de usinas de maior porte, neste caso, o DAEE instalava motores e conjuntos a diesel com capacidade entre 70 e 154 kVA em diversas localidades no interior do estado para suprir o aumento da demanda em caráter emergencial. (COPEL, 2017c).

Assim, antes da criação da Copel, o DAEE era responsável pelo esforço de levar eletricidade às pequenas cidades e prestar serviços de assistência às prefeituras. A partir de 1953 o financiamento do plano pode contar com uma Lei Estadual que taxava os serviços elétricos. Em 1954 foi criada a Copel que passou a assumir gradativamente as atribuições de instalação e sistemas de atendimento do DAEE. (COPEL, 2017c).

Com o início do processo de industrialização do Paraná que ocorreu a partir da década de 1950, houve a necessidade de desenvolver a infraestrutura do estado exigindo a execução de projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica de modo a atender as crescentes necessidades das cidades paranaenses, projetos estes que seriam realizados por intermédio da Copel.

Segundo Lourenço (2003), a industrialização do Paraná ocorreu por meio de ciclos de diversificação produtiva. Na década de 1960, durante o primeiro ciclo de industrialização, foi construída grande parte da infraestrutura do estado como rodovias, ferrovias, porto marítimo, telecomunicações, dentre outras. No início da década de 1970 ocorreu o segundo ciclo, com o incremento tecnológico no setor agrícola e fomento da indústria cimenteira.

Esse processo ganhou força nos anos seguintes e, a partir da segunda metade da década de 1970, configurou-se o terceiro ciclo de industrialização paranaense. Com isso, o estado ganhou maior dinâmica urbana e industrial, destacando-se a criação da Cidade Industrial de Curitiba, em 1973, e a implantação de uma refinaria da Petrobrás no município de Araucária na Região Metropolitana de Curitiba. (LOURENÇO, 2003).

[...] a conquista da Petrobrás e de um conjunto de grandes empresas nacionais e estrangeiras entre 1975 e 1978, sediadas notadamente na Cidade Industrial de Curitiba, representou um avanço relevante na estrutura econômica do Paraná, composto por ingredientes de forte pressão política e de intermediação de interesses em favor da atração de projetos para Estados de industrialização tardia. (LOURENÇO, 2003, p. 19).

A partir desse momento, o produto estadual passa a ter maior participação do setor de serviços, dado que a “[...] composição do valor adicionado do PIB em 1970 era de 25,6% na agropecuária, 23,6% na indústria e 50,8% nos serviços”. Assim, na década de 1970 a

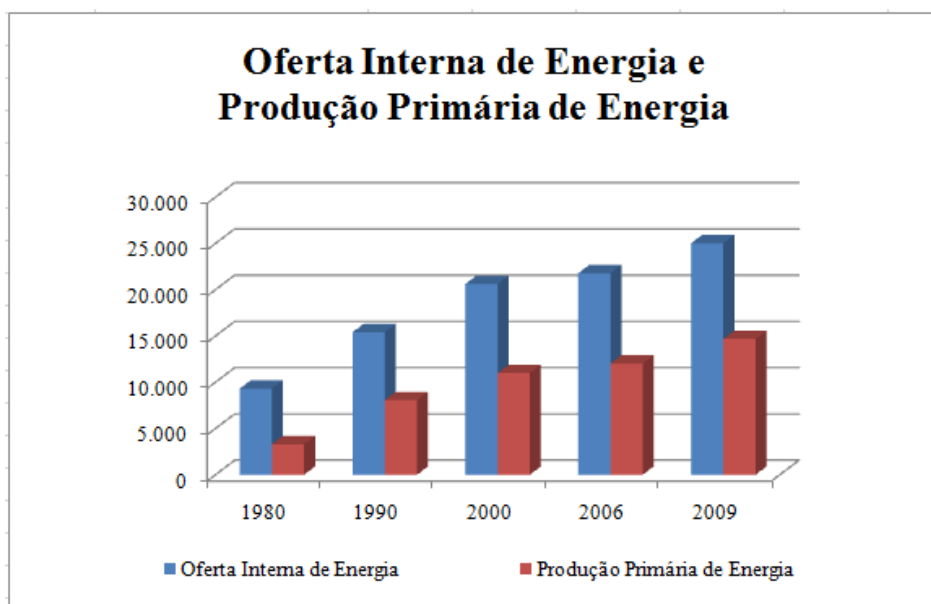
participação do Paraná no PIB nacional era de 5,5%, alcançando 6,3% em 1980. (MONTEIRO et. al, 2012, p. 12).

A abertura comercial brasileira na década de 1990 alinhou a economia paranaense ao sentido da desregulamentação, liberalização e privatização que conduzia a economia nacional, o que ocasionou uma reestruturação em empresas como a Copel, o que será tratado com maior atenção em um capítulo específico deste trabalho.

Ao longo do tempo, com a maturação de importantes investimentos na área de petróleo, energia, agroindústria e metal-mecânica e a consolidação do processo de urbanização do Estado, verificou-se a alteração da estrutura do PIB. A composição deste em 2009 [...] era de 7,7% na agropecuária, 28,2% na indústria e 64,1% nos serviços. (MONTEIRO et. al, 2012, p. 20).

A seguir, a o gráfico 08 demonstra a evolução da produção primária de energia e o da oferta interna de energia no Paraná nos anos entre 1980 e 2009. A produção primária cresceu 345,48% nesse período, indo de 3.294 Mtep em 1980 para 14.674 Mtep em 2009, enquanto a oferta interna cresceu 168,92%, indo de 9.306 Mtep em 1980 para 25.026 Mtep em 2009.

Gráfico 08: Evolução da produção primária de energia e da oferta interna de energia no Paraná 1980-2009 (Mtep)



Fonte: COPEL (2011).

Com relação ao consumo de energia por setor no mesmo período, observa-se que houve uma predominância do setor de transportes e da indústria, que ocuparam maior parcela

do consumo final não-energético do estado. Destaque para o ano de 2006, que teve aumento no consumo de energia de todos os setores à exceção do agropecuário.

Tabela 07: Evolução do consumo final por setor no Paraná 1980-2009 (Mtep)

Setores	Ano				
	1980	1990	2000	2006	2009
Energético	380	765	991	13652	1679
Residencial	948	1091	1261	1384	1471
Comercial	117	157	280	1362	432
Público	60	120	156	358	243
Agropecuário	519	533	566	213	912
Transporte	1730	2431	3968	8668	5282
Indústria	2118	2687	3881	4901	6060
Outros	266	272	404	688	755

Fonte: COPEL (2011).

Atualmente, o Paraná possui 399 municípios em uma extensão territorial de 199.880,200 km². Em 2010, a população paranaense era de 10.444.526 habitantes de acordo com o último Censo, sendo que a população estimada pelo IBGE em 2017 é de 11.320.892 habitantes. (IPARDES, 2017a).

A economia paranaense é a quinta maior do Brasil. Em 2013, pela primeira vez, o Paraná alcançou a posição de quarta maior economia brasileira com uma participação de 6,3% do PIB, ultrapassando o Rio Grande do Sul que havia respondido por 6,2% do PIB naquele ano. Contudo, em 2014 esse quadro foi revertido e o Rio Grande do Sul voltou à quarta posição mantendo 6,2%, enquanto o Paraná caiu para a quinta posição com 6,0% de participação no PIB. Cabe destacar que São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais historicamente mantêm as primeiras posições enquanto maiores economias do país em termos de produto. (AEN, 2016).

Tabela 08: PIB Paraná e Brasil 2006-2016

Ano	Paraná		Brasil	
	Valor (R\$)	Variação Real (%)	Valor (R\$)	Variação Real (%)
2006	137 648	1,9	2 409 450	4,0

2007	165 209	7,2	2 720 263	6,1
2008	185 684	4,0	3 109 803	5,1
2009	196 676	-1,7	3 333 039	-0,1
2010	225 205	9,9	3 885 847	7,5
2011	257 122	4,6	4 376 382	4,0
2012	285 620	0,0	4 814 760	1,9
2013	333 481	5,5	5 331 619	3,0
2014	348 084	-1,5	5 778 953	0,5
2015	365 881	-3,3	6 000 570	-3,8
2016	386 957	-2,4	6 266 896	-3,6

Fonte: IPARDES (2017b).

Dentre os principais produtos agrícolas produzidos no Paraná estão: arroz, batata inglesa, café, cana-de-açúcar, cevada, feijão, fumo, mandioca, milho, soja, tomate e trigo. As exportações do estado estão relacionadas aos complexos de soja, carnes, material de transporte e componentes, açúcar e madeiras e manufaturas. (IPARDES, 2017c). Percebe-se assim que grande parte da produção do estado é de produtos que são tradicionalmente utilizados como matéria-prima no setor energético.

A indústria paranaense dispõe de um parque representado essencialmente pelos segmentos de alimentos, vestuário e acessórios, madeira, construção civil, e complexo automotivo. A distribuição desses segmentos pelas regiões do estado não é homogênea, de modo que a Região Metropolitana de Curitiba concentra grande parte do PIB industrial do estado com atividades mais complexas e geradoras de maior valor agregado. (FIEP, 2016).

Cabe destacar a produção energética da região Oeste em função da Itaipu que possui grande peso na economia do estado e garante auto-suficiência em eletricidade ao Paraná, tornando-o exportador de energia elétrica para outros estados (CASTAGNA et. al., 2016). Com relação à Itaipu, houve um incremento na geração de energia em 2016, quando foi gerado 102 milhões de MWh, maior valor já alcançado. (FIEP, 2016, p. 12).

3.2 EVOLUÇÃO RECENTE DA MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE

A composição das matrizes energéticas estaduais está de acordo com as especificidades das estruturas produtivas e disponibilidade de recursos dos estados. Alguns

estados concentram seus esforços em atividades voltadas para extrativismo, mineração, agropecuária ou aquelas de maior incremento tecnológico. Essas atividades demonstram as potencialidades e as limitações desses estados em cada segmento.

Assim, as cadeias energéticas estão construídas com base nessas condições estruturais, de modo que o setor energético corresponde a um conjunto integrado de diferentes fontes energéticas de base técnica, organização industrial e ambiente institucional distintos. (PINTO JR et. al, 2007).

A partir disso, serão analisados os processos de planejamento e produção de energia por fonte no estado do Paraná, procurando demonstrar as especificidades da atuação de cada segmento por meio de dados das unidades de geração. Porém, mesmo a partir de dados isolados de geração, deve-se considerar a capacidade de operação integrada das cadeias energéticas, principalmente no tocante ao sistema elétrico que é integrado em rede nacional.

3.2.1 Participação de fontes renováveis de energia na matriz energética paranaense

3.2.1.1 Energia Hidráulica

A principal fonte da matriz elétrica brasileira e da matriz elétrica paranaense é a fonte hidráulica, de modo que a geração de hidreletricidade é uma tecnologia madura no país, dado o grande potencial hídrico do território brasileiro. (TOLMASQUIM, 2016b).

A energia hidráulica pode ser gerada por meio de usinas de grande porte com reservatórios para garantia de suprimento em momentos de baixo índice pluviométrico, ou por pequenas centrais hidrelétricas, consideradas alternativas que exercem um papel de complementaridade com menor impacto ambiental e social. (CASTAGNA et. al., 2016).

Em termos de Brasil, o estado do Paraná é um dos maiores produtores de energia elétrica através das hidroelétricas, com uma predisposição para análise e aplicação de outras fontes como a biomassa, a eólica e a fotovoltaica, esta última em sistemas isolados. Entretanto novos aproveitamentos da energia hidráulica são cada vez mais raros dificultando a sua expansão na matriz elétrica do estado devido ao esgotamento do potencial hídrico, e também devido à pressão da sociedade com relação aos impactos ambiental, social e econômico ocasionados para formar grandes reservatórios. (TIEPOLO; CACIGLIERI JUNIOR; URBANETZ JUNIOR, 2014, p. 80).

Atualmente, o Paraná possui vinte usinas hidrelétricas de grande porte em operação em seu território sendo uma delas a Itaipu Binacional, situada na fronteira dos municípios de

Foz do Iguaçu – PR e Hernandarias no Paraguai. O processo de construção da Itaipu se iniciou em 1974 e durou uma década, entrando em operação em maio de 1984, e sendo atualmente a segunda maior usina hidrelétrica do mundo. (ITAIPU, 2017a).

A Itaipu, que tem seu reservatório abastecido pelo rio Paraná, possui grande peso na geração de eletricidade do estado, tornando o Paraná exportador de energia elétrica e o estado com terceira maior capacidade instalada de geração de eletricidade do Brasil, com 12,09% do total da capacidade nacional, ficando atrás apenas dos estados de São Paulo, atualmente responsável por 16,64% da capacidade total, e de Minas Gerais, com 12,89%. A potência outorgada da parte brasileira da Itaipu é de 7.000.000,00 kW, a maior do estado. (ANEEL, 2017a; EPE, 2017b).

As demais usinas hidrelétricas paranaenses estão localizadas especialmente nos rios Iguaçu, Paranapanema e Jordão, sendo as maiores: Usina Governador Bento Munhoz da Rocha Neto, com potência outorgada de 1.676.000,00 kW (Rio Iguaçu); Usina Salto Santiago, com potência outorgada de 1.420.000,00 kW (Rio Iguaçu); Usina Governador Ney Aminthas de Barros Braga, com potência outorgada de 1.260.000,00 kW (Rio Iguaçu); Usina Governador José Richa, com potência outorgada de 1.240.000,00 kW (Rio Iguaçu), conforme quadro 11 do Apêndice B. (EPE, 2017b).

A expansão planejada das usinas hidrelétricas do Paraná para os próximos anos, tanto indicativa quanto contratada, prevê a construção de mais seis usinas nos rios Iguaçu, Tibagi e Piquiri, conforme demonstra o quadro 12 do Apêndice B. (EPE, 2017b).

3.2.1.1.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas

As Pequenas Centrais Hidrelétricas foram regulamentadas no Brasil em 1982 por meio da Portaria 109/1982 do DNAEE. A classificação de usinas hidrelétricas é feita de acordo com seu porte. Sendo assim, a ANEEL estabelece que estas tenham uma capacidade instalada mínima de 3 MW, podendo chegar até 30 MW conforme estabelece a Lei 13.097/2015.

Trata-se de estruturas hidráulicas construídas nos rios, que proporcionam o aproveitamento dos desníveis para a geração de energia não se utilizando de reservatórios para armazenagem de grandes volumes de água. Esses empreendimentos operam a fio d'água, permitindo a passagem contínua de toda água com uma capacidade nominal estável. (NOWAKOWSKI et. al, 2013, p. 02).

No Brasil, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA é a principal fonte de financiamento de novas Pequenas Centrais Hidrelétricas no sistema

elétrico. Nesse contexto, a criação de novas usinas de pequeno porte estão amparadas na abundância de recursos hídricos no território brasileiro e, em contraponto com as usinas hidrelétricas de grande porte, não requerem grandes alagamentos, construção de reservatórios e elevados custos de desapropriações. Soma-se a isso o fato de que o aproveitamento do maior potencial hídrico para a construção de usinas de grande porte já está sendo fortemente explorado tornando-se, cada vez mais, limitado. (NOWAKOWSKI et. al., 2013).

Os empreendimentos do tipo PCH começaram a operar no Paraná a partir da década de 1930, com a construção da Usina Hidrelétrica Chaminé, localizada no município São José dos Pinhais, a qual permitiu a desativação da Usina Térmica do Capanema, que era movida a lenha [...] Desde então este tipo de fonte renovável tem sido bem explorada, apesar de o processo de licenciamento ambiental para as PCHs terem sido suspensos durante o período de 2003 a 2010. (NOWAKOWSKI et. al. 2013 p. 06).

Há sessenta e cinco Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação no Paraná atualmente, além de já existirem projetos de expansão planejada de mais onze unidades, conforme pode ser observado nos quadros 13 e 14 do Apêndice B. (EPE, 2017b).

Dessas usinas em operação, trinta e duas são do tipo Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) sendo a maior delas a Arturo Andreoli localizada no rio Chopim com de potência outorgada de 29.072,00 kW, enquanto trinta e três são do tipo CGH. As “Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) também são geradoras de energia que utilizam o potencial hidrelétrico para sua produção. A diferença é que as CGHs são ainda menores, tanto em termos de tamanho quanto de potência”. (ABRAPCH, 2017, n.p.).

3.2.1.2 Energia de biomassa

A energia de biomassa é gerada a partir da matéria orgânica. Esse processo pode gerar energia térmica, mecânica ou elétrica, de modo que as usinas de biomassa alimentam tanto o sistema elétrico nacional quanto o setor de biocombustíveis.

No caso do Paraná, “[...] as principais matérias-primas utilizadas na geração desse tipo de energia são a cana-de-açúcar, a biomassa florestal, as culturas oleaginosas e a biomassa residual, proveniente da produção agropecuária, dos resíduos sólidos urbanos e do lodo de esgoto.” (CASTAGNA et. al., 2016, p. 70).

A biomassa possibilita grande potencial de aproveitamento de recursos abundantes no território paranaense para geração de energia a partir de resíduos como no caso do biogás, de

oleaginosas no caso de biodiesel, de bagaço de cana no caso do etanol, e de lenha e resíduos de madeira para biomassa florestal.

Atualmente existem dezessete usinas de biomassa em operação no estado. A mais antiga delas foi instalada em 1960, tendo o licor negro como combustível, um fluido importante para a indústria de papel. Dentre as demais - em sua maioria instaladas a partir dos anos 2000 -, onze utilizam o bagaço de cana como combustível e cinco utilizam resíduos de madeira. As maiores potências outorgadas são as das usinas da Klabin, que utiliza licor negro com potência outorgada de 113.250,00 kW e, em seguida, Santa Terezinha e Bio Coopcana, que utilizam bagaço de cana e possuem potências outorgadas de 50.500,00 e 50.000,00 kW respectivamente, conforme o quadro 08, Apêndice B. Já o quadro 09 demonstra que há uma expansão já contratada para uma usina de biogás no estado com potência de 12 MW. (EPE, 2017b).

Esses dados são relativos à biomassa utilizada no sistema elétrico existente e planejado. Dados relativos à utilização de biomassa na produção de biocombustíveis serão discutidos nos itens seguintes.

3.2.1.2.1 Etanol

A produção brasileira de etanol é feita a partir da cana-de-açúcar, que possui alta produtividade por área e gera grandes volumes de biocombustível possibilitando a auto-suficiência no setor. Isso ocorre em contraposição à produção de etanol mundial que, em locais com condições climáticas inadequadas para a produção da cana, utilizam o milho ou a beterraba. (TOMALSQUIM, 2016b).

Vale destacar a complementaridade entre a produção de energia a partir da hidroeletricidade e da cana-de-açúcar. No Paraná, a colheita da cana concentra-se nos meses de abril a novembro, período este em que há uma redução no nível dos reservatórios das hidrelétricas. Assim, o aproveitamento do potencial total de geração de energia elétrica pelo setor sucroenergético paranaense viria a contribuir com a segurança energética. (CASTAGNA et. al., 2016, p. 71).

Destaca-se a produção de cana-de-açúcar enquanto um dos principais bens produzidos no Paraná. A produção de cana, que em 2000 era de 23.190.410 toneladas, em 2016, foi de 49.740.741 toneladas, inferior apenas à produção dos estados de São Paulo (400.790.775 t), Minas Gerais (69.934.88 t), Goiás (70.493.478 t) e Mato Grosso do Sul (52.220.075 t). (IPARDES, 2017b).

Já a produção de álcool no Paraná em 2013 foi de 1.473 mil m³; em 2014 de 1.628 mil m³; e em 2015 de 1.484 mil m³. (EPE, 2016). Segue abaixo dados de produção de etanol com base em barris de petróleo, que demonstram que entre 2012 e 2016, a produção de etanol anidro cresceu 52,72%, enquanto a produção de etanol hidratado teve uma retração de 4,41%. Em 2016, do total de etanol produzido, 42,34% foi do tipo anidro, e 57,66% do tipo hidratado.

Tabela 09: Produção de etanol no Paraná 2012-2016 (bep)

	2012	2013	2014	2015	2016
Anidro	1.527.104	1.795.482	2.040.100	2.067.565	2.332.241
Hidratado	3.323.110	3.662.290	3.843.157	3.387.747	3.176.571
Total	4.850.214	5.457.772	5.883.257	5.455.312	5.508.811

Fonte: ANP (2017b).

O Paraná possui atualmente trinta usinas no setor sucroalcooleiro. A maior parte delas tem uma produção mista, ou seja, produz tanto etanol quanto açúcar. Destas usinas, como pode ser observado no quadro 04, Apêndice A, três realizam transações comerciais de energia elétrica nos ambientes contratação livre e regulado, e seis realizam apenas no setor livre. (EPE, 2017b).

A usina com maior capacidade de produção, é uma usina mista que encontra-se na cidade de São Carlos do Ivaí, possuindo uma capacidade de geração que varia entre 4.500.000 e 5.500.000 m³. (EPE, 2017b).

3.2.1.2.2 Biodiesel

A produção de biodiesel é feita a partir de oleaginosas como soja, mamona, girassol, babaçu, amendoim, além de resíduos de origem agrícola ou urbana. Há “[...] culturas que podem ser cultivadas especificamente para a produção de óleo vegetal, que convertido em biodiesel pode ser usado em motores de geração elétrica, puro ou misturado com o diesel de petróleo.” (TOLMASQUIM, 2016b, p. 209).

Conforme afirmam Pinto Jr et. al. (2007), todo o território brasileiro apresenta vantagens comparativas na produção de biodiesel devido às taxas de luminosidade, temperatura e área de extensão de terras agricultáveis.

Em 2003 foi criado o Programa Paranaense de Bioenergia no intuito de fomentar a pesquisa e desenvolvimento para a produção de biomassa no estado, com foco inicial no biodiesel enquanto biocombustível. (IAPAR, s.d.).

No Paraná, a soja é a maior matéria prima utilizada, seguida pelo sebo bovino. Diante disso, Castagna et. al. (2016) aponta para o fato de que, sendo a soja uma *commodity*, deve-se considerar os possíveis impactos das oscilações de seu preço no mercado externo sobre o mercado interno de biodiesel.

Apesar de existirem alternativas de uso, a viabilização da soja depende do desenvolvimento de toda a cadeia produtiva, incluindo a disponibilidade de sementes e o conhecimento das tecnologias de produção. Isso demanda várias ações em toda a cadeia, a saber: estruturação da produção de sementes, pesquisa e assistência técnica, bem como estudo da utilização do co-produto gerado a partir da extração do óleo. (CASTAGNA et. al., 2016, p. 72).

A tabela 10, apresenta a evolução da produção de biodiesel no Paraná em barris de petróleo (bep).

Tabela 10: Produção de biodiesel no Paraná 2005-2016 (bep)

Ano	Produção de Biodiesel (bep)
2005	162,21608
2006	634,0828
2007	76,7624
2008	46275,48962
2009	150234,0213
2010	441984,5134
2011	728408,7607
2012	761983,2514
2013	1336783,674
2014	2025143,683
2015	2307241,189
2016	2491155,582

Fonte: ANP (2017b).

Atualmente há apenas três usinas de biodiesel em operação no estado, conforme mostra o quadro 03, Apêndice A. A usina com maior capacidade produtiva é a Potencial

Biodiesel Ltda situada na cidade de Lapa, que produz cerca 382.680,00 m³ de biodiesel ao ano. Segue a Bsbios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A localizada em Marialva, com capacidade 208.800,00 m³ ao ano. Por fim, a Biopar – Bioenergia do Paraná Ltda, localizada na cidade de Rolândia produzindo cerca de 43.200,00 m³ ao ano. (EPE, 2017b).

3.2.1.2.3 Biogás

Segundo Castagna et. al (2016, p. 70), o biogás é um “[...] combustível gasoso com elevado conteúdo energético, produzido a partir da digestão anaeróbia de resíduos orgânicos. Possui características semelhantes ao gás natural e pode ser utilizado para a geração de energia elétrica, térmica ou mecânica.”

A indústria de biogás utiliza resíduos urbanos e da agroindústria, da pecuária, e do setor sucroalcooleiro. “O aproveitamento energético de resíduos expande a vida útil das reservas de matéria-prima e energia, na medida em que reduz a demanda por esses recursos, tendo em vista que obriga a uso mais eficiente dos mesmos.” (ROSA et. al., 2003, p. 96).

Com matéria prima para geração de biogás abundante, o Paraná conta atualmente com quarenta e oito usinas de biogás em operação. (EPE, 2017b).

Contudo, essa fonte energética deve ser compreendida de forma sistêmica. As políticas públicas que visem à promoção desse produto energético devem ser formuladas e implementadas de forma integrada entre diversos setores: meio ambiente, energia, agricultura/desenvolvimento agrário, ciência, tecnologia e inovação. (CASTAGNA et. al., 2016, p. 71).

O quadro 05, Apêndice A, apresenta as especificidades das usinas de biogás no Paraná: das quarenta e oito usinas, vinte e quatro são de pequeno porte (com produção variando entre 50,00 e 2.000,00 m³/dia), quinze são de médio porte (com produção variando entre 3.000,00 e 11.100,00 m³/dia) e oito de grande porte (com produção variando entre 12.950,00 e 20.000,00 m³/dia). (EPE, 2017b).

Em sua maioria, essas usinas geram energia térmica e elétrica tendo como fonte de insumos a indústria de alimentos e bebidas, enquanto o aproveitamento de resíduos da suinocultura também se destaca. Sendo assim, o setor que mais contribui com a geração de biogás no estado é o industrial – especialmente o setor de alimentos, que se destaca na economia do estado –, seguido pelo agropecuário. Outras fontes na geração de biogás do

estado são a agroindústria, esgoto, bovinocultura, codigestão de resíduos e efluentes, aterro sanitário e indústria sucroenergética. (EPE, 2017b).

3.2.1.2.4 Biomassa florestal

A energia de biomassa florestal é gerada por meio de lenha e resíduos de madeira. O Paraná é reconhecido pelas florestas de araucárias, árvore que tornou-se um dos símbolos do estado, se destacando a

[...] espécie *Araucaria Angustifolia*, sendo que, mais da metade do estado era recoberto por este tipo de vegetação. Além do ecossistema da floresta de araucárias, o Paraná apresenta outros, com destaque para as florestas ombrófilas densas, próximas à costa leste; floresta estacional semidecidual, nas regiões norte e oeste; vegetação de campos, com áreas esparsas próximas à Ponta Grossa e Guarapuava; entre outros ecossistemas. (BRUSTOLIN; CASTAGNA ; ANGELO, 2014, p. 139).

Cabe dizer que a maior parte da madeira que é produzida no Paraná é utilizada na geração de energia, seja na forma de lenha ou cavaco. De acordo com Castagna et. al. (2016), o consumo de lenha ocorre na agricultura e na pecuária por meio de processos de selagem de grãos e aquecimento de aviários, por exemplo, mas o setor industrial também o utiliza, principalmente na indústria de alimentos, de cimento, dentre outras.

Atualmente, há cinco usinas que geram energia de biomassa utilizando resíduos de madeira como combustível como pode ser observado no quadro 08, Apêndice B: Miguel Forte, a maior dentre elas, com potência outorgada de 16.000,00 kW, Ecoluz (com potência outorgada de 12.330,00 kW), Berneck (com potência outorgada de 12.000,00 kW), Piraí (com potência outorgada de 9.000,00 kW) e Toledo (com potência outorgada de 3.000,00 kW).

3.2.1.3 Energia solar

A conversão da radiação solar em energia ocorre por meio de geração de energia térmica e elétrica, que decorre do efeito fotovoltaico. A geração de energia solar contribui com a diversificação da matriz energética do estado e com a redução da emissão de CO₂. Nesse sentido, a energia solar é um importante modelo de possibilidade de micro e minigeração distribuída (GD), que foi regulamentada pela Resolução 482/2012 da ANEEL possibilitando ao consumidor de eletricidade ter seu próprio gerador de energia por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada, próximo ao ponto de consumo. (ANEEL, 2015).

De acordo com o último levantamento do potencial de geração de energia solar do Paraná realizado em 2006, “A média dos valores de irradiação e de produtividade do Estado é maior do que em 29 países da Europa e 59% superior à média da Alemanha, país com a maior capacidade instalada do mundo.” (ITAIPU, 2017b).

Tiepolo et. al. (2014a) realizou um estudo acerca do potencial fotovoltaico do estado do Paraná, comparando-o com a Alemanha, que possui a maior capacidade instalada do mundo, também com a Itália e a Espanha, onde também há um número significativo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR). Cabe dizer que o conjunto destes três países soma 54% do total global da capacidade fotovoltaica instalada. (TIEPOLO et. al., 2014). Este estudo demonstrou que, apesar de muito questionado devido às baixas temperaturas registradas no estado, o potencial do Paraná é expressivo se comparado a estes três países: a produtividade média apresentada no Paraná é 52% superior à da Alemanha, 27% superior à da Itália e 13% superior à da Espanha. Mesmo durante o inverno, a produtividade média diária paranaense é aproximadamente 40% superior à da Alemanha, 17% superior à da Itália e 4% superior à da Espanha. (TIEPOLO et. al., 2014).

Em termos de Brasil, o estado do Paraná é um dos maiores produtores de energia elétrica através das hidroelétricas, devido a grande bacia hidrográfica existente no estado, com uma pré-disposição para análise e aplicação de outras fontes como a biomassa e a eólica. Em relação à fonte fotovoltaica, poucos estudos e aplicações foram realizados até o momento, concentrando-se basicamente na implantação de sistemas isolados em comunidades onde a rede de distribuição está impossibilitada de atender, necessitando o estado de maiores investimentos neste setor, principalmente em SFVCR. (TIEPOLO et. al., 2014, p. 03).

Tolmasquim (2016b) analisa o potencial fotovoltaico residencial médio dos estados brasileiros, sendo que o estado do Paraná representa o sexto maior potencial (em média 1.960 MW). Em primeiro lugar está o estado de São Paulo, com um potencial residencial médio de 7.100 MW, seguido de Minas Gerais com 3.675 MW, Rio de Janeiro com 2.685 MW. Bahia com 2.360 MW e Rio Grande do Sul com 1.970 MW.

Apesar disso, atualmente o Paraná possui apenas cinco usinas fotovoltaicas em operação, todas criadas a partir de 2011, o que demonstra que esta tecnologia ainda passa por um período de análise e estudos de viabilidade no estado, conforme apontado por Tiepolo et. al. (2014).

As usinas são as seguintes: Elco, com potência outorgada de 8,64 kW; Carlos Charack Linhares com 3,00 kW; Senai com 2,00 kW; Roni Carlos Temp com 1,50 kW e, a mais

antiga, criada em setembro de 2011, Volpato com 0,46 kW, conforme demonstra o quadro 07, Apêndice B. (EPE, 2017b).

3.2.1.4 Energia eólica

A energia eólica é a energia cinética do ventos que, assim como a energia solar, ainda possui grande potencial de aproveitamento inexplorado em todo o território brasileiro. O crescimento do mercado de energia eólica nos últimos anos, de acordo com Nascimento et. al (2003, p. 218) “[...] tem sido uma resposta da sociedade por uma melhor qualidade ambiental no suprimento energético.”

No Paraná, há diferenças entre os regimes de ventos no litoral e no planalto. Se comparado ao potencial hídrico do estado, o potencial eólico apresenta uma produção menos regular de acordo com o tempo, de maneira que esta fonte de energia pode ser uma possibilidade de substituição da energia hidráulica em tempos de baixa nos reservatórios. (COPEL, 2017e).

O potencial eólico no Estado do Paraná é expressivo e poderia ser mais pesquisado e incentivado. Um exemplo positivo pode ser dado com o projeto Ventar, cujo objetivo foi a identificação do potencial eólico da região Município de Palmas, ao sul do Estado do Paraná. O projeto se deu através das medições de vento realizadas a partir de 1995, coordenado pela Copel. A região selecionada para a usina é composta de campos naturais de grande altitude, onde sua implantação não impediu a continuidade das atividades agropastoris que ali vinham sendo desenvolvidas historicamente. (CASTAGNA et. al., 2016, p. 76).

Sendo assim, o Paraná possui apenas uma usina eólica em operação atualmente, a Usina de Palmas, criada em fevereiro de 1999 com potência outorgada de 2.500,00 kW derivada de cinco turbinas, conforme mostra o quadro 06, Apêndice B. Destaca-se que a SPE Centrais Eólicas do Paraná detém 70% do capital social dessa usina e opera comercialmente através de contrato de venda estabelecido em conjunto com a Copel. (EPE, 2017b; NASCIMENTO et. al, 2003).

3.2.2 Participação de fontes fósseis de energia na matriz energética paranaense

3.2.2.1 Petróleo e derivados

A atividade de refino de petróleo no Paraná é feita pela Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), inaugurada em maio de 1977 no município de Araucária. Atualmente, a Repar é a refinaria de maior porte da região Sul, possuindo uma capacidade de processamento de 33 mil m³ de petróleo ao dia, sendo “[...] responsável por aproximadamente 12% da produção nacional de derivados de petróleo. Seus produtos atendem principalmente os mercados do Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e do Mato Grosso do Sul.” (PETROBRAS, 2017a, n.p.).

Cerca de 85% da produção da Repar, constituída de “Diesel, gasolina, GLP, coque, asfalto, óleos combustíveis, QAV, propeno, óleos marítimos” é destinada à região Sul do Brasil e também à São Paulo e Mato Grosso do Sul, ainda que o excedente seja exportado para outras regiões. (PETROBRAS, 2017a, n.p.). Em 2015, a capacidade instalada de refino de petróleo do estado, incluindo óleo de xisto, foi de 33.942 m³/dia. (EPE, 2016).

A tabela 21, Apêndice C, apresenta a produção da Repar entre 2000 e 2016 em barris equivalentes de petróleo (bep). Ao analisar o volume dos dados mais recentes, fica evidente que dentre os produtos mais produzidos pela refinaria são o óleo diesel seguido da gasolina A. Em 2015, a produção de óleo diesel foi de 35830734,37 bep, sendo que em 2016 esse valor caiu para 28704817,34 bep. Já a produção de gasolina A foi de 16620572,93 bep em 2015 e 16348.328,03 bep em 2016. Ademais, destaca-se que a produção de coque de petróleo foi iniciada em 2012. (ANP, 2017b).

O Paraná também possui uma unidade de industrialização de xisto pirobetuminoso, a Six/Petrobrás, localizada em São Mateus do Sul e em operação desde 1972, atualmente atendendo os mercados da região Sul e de São Paulo.

O xisto pode ser compreendido como uma “[...] rocha sedimentar, com conteúdo de matéria orgânica na forma de querogênio, que somente por aquecimento (pirólise) pode ser convertido em óleo e gás”, que gera produtos como “[...] o óleo combustível, a nafta, gás combustível, gás liquefeito e enxofre, e ainda produtos que podem ser utilizados nas indústrias de asfalto, cimenteira, agrícola [na produção de fertilizantes] e de cerâmica.” (PETROBRÁS, 2017b, n.p.).

Os óleos combustíveis industriais obtidos a partir do xisto são indicados para o consumo industrial em centros urbanos. O gás é encaminhado para a unidade de tratamento, para a produção de GLP, enxofre e gás combustível (que por sua vez é destinado via gasoduto para uma indústria cerâmica, cliente e vizinha à SIX). A nafta é destinada para a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), em Araucária (PR) para a geração de combustíveis a partir do processamento na refinaria. (PETROBRÁS, 2017b, n.p.).

A extração do gás de xisto é uma atividade altamente poluente, tendo proibições legais de concessão de alvará e licença em alguns casos. O Paraná foi o primeiro estado brasileiro a proibir a extração de gás de xisto pelo método *fracking* (fraturamento hidráulico de rochas), devido ao risco de se comprometer a fertilidade do solo, a saúde e a segurança alimentar da população. (ITAIPU, 2016).

3.2.2.2 Carvão mineral

O carvão mineral é um combustível fóssil, potencialmente poluente, formado a partir da mistura de hidrocarbonetos resultante da decomposição de matéria orgânica durante milhões de anos sob determinadas temperatura e pressão. (EPE, 2007). Pode ser classificado de acordo com sua qualidade nos seguintes tipos:

[...] turfa, de baixo conteúdo carbonífero, que constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; linhito, que apresenta teor de carbono que varia de 60% a 75%; carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, que contém entre 75% e 85% de carbono; e antracito, o mais puro dos carvões, que apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90%. (EPE, 2007, p. 13).

As reservas brasileiras de carvão mineral concentram-se, em sua maioria, no estado do Rio Grande do Sul.

Os recursos carboníferos do Brasil são da ordem de 32 bilhões de toneladas e estão concentrados no sul do país, assim distribuídos: 90,1% no Estado do Rio Grande do Sul, 9,6%, em Santa Catarina e 0,3% no Paraná (Tabela 5). São 26 de minas de carvão, sendo quatro de grande porte, dezenove de médio porte e três de pequeno porte, de acordo com a classificação feita pelo DNPM. Outras ocorrências de carvão podem ser encontradas no Amazonas, Pará, Pernambuco, Maranhão e São Paulo. (TOLMASQUIM, 2016a, p. 240).

No Paraná, as jazidas de Cambuí e Sapopema estão concentradas na região central do estado. Juntas, correspondem a menos de 1% da dos recursos carboníferos brasileiros. A jazida de Cambuí produz o carvão utilizado na usina termelétrica do município de Figueira, que está operando a cerca de 5 km da mina desde 1962, com potência outorgada de 20.000,00 kW como pode ser observado no quadro 10, Apêndice B. (TOLMASQUIM, 2016a; EPE, 2017b).

Os jazimentos paranaenses se distinguem dos demais carvões brasileiros explorados em minas subterrâneas, pelos seguintes aspectos: i) camada de carvão única; ii) teor de cinzas na camada variando até 45%; iii) teor de enxofre variando de 7% a 12%; iv) praticamente, não apresenta fração de carvão metalúrgico. (TOLMASQUIM, 2016a, p. 243).

A produção de carvão mineral do Paraná em 2013 foi de 100 mil de toneladas; em 2014 de 105 mil toneladas; e em 2015 caiu para 95 mil toneladas. Esses dados incluem gás de xisto e óleo de xisto. (EPE, 2016).

3.2.2.3 Gás natural

O gás natural, segundo Pinto Jr et. al. (2007, p. 232), “[...] é uma mistura de hidrocarbonetos encontrado associado ou não ao petróleo em bacias sedimentares. A exploração desse recurso natural está, assim, estreitamente vinculada à estratégia de exploração do petróleo bruto.”

Suas características de elevado poder calorífico, alto rendimento energético e baixo nível de emissões de poluentes favorecem as possibilidades de substituição de outros energéticos, em particular, os derivados de petróleo e o carvão mineral. Por isto, comparado a outros combustíveis fósseis, o gás natural pode ser considerado um combustível limpo. (PINTO JR et. al., 2007, p, 232).

Por esse motivo o gás natural tem ganhado espaço na diversificação das matrizes energéticas, por se tratar de uma alternativa com baixo coeficiente de emissão de carbono dentre os combustíveis fósseis. “No Brasil, as térmicas a gás natural servem ainda de complementação à geração predominantemente hidrelétrica, possuindo um papel importante no planejamento da expansão energética de longo prazo.” (TOLMASQUIM, 2016a, p. 36).

No Paraná, há duas unidades produtoras de gás natural em operação conforme pode ser observado no quadro 10, Apêndice B, ambas criadas em 2002. A maior delas é a Araucária, com potência outorgada de 484.150,00 kW, e a segunda é a EnergyWorks Corn Products Balsa, que tem potência outorgada de 9.119,00 kW. (EPE, 2017b). Já a distribuição do gás natural é feita pela Companhia Paranaense de Gás (COMPAGÁS) diretamente para os segmentos residencial, comercial, industrial e veicular. (COMPAGÁS, 2017).

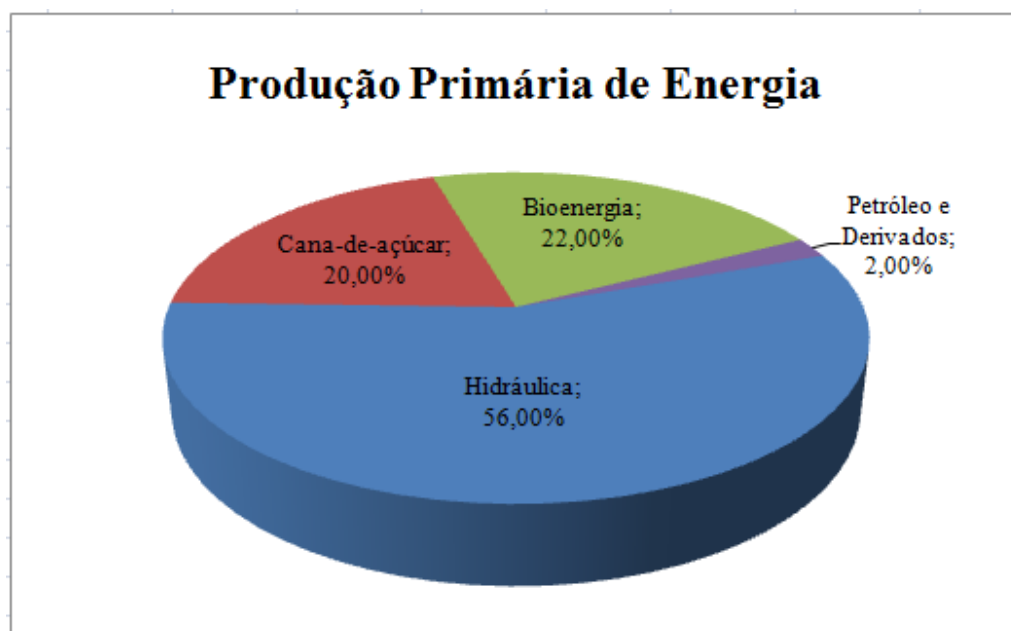
3.3 COMPOSIÇÃO ATUAL DA MATRIZ ENERGÉTICA PARANAENSE

O último Balanço Energético do estado do Paraná foi realizado pela Copel com dados do ano de 2009. Sendo assim, este item analisará a composição atual da matriz energética brasileira a partir dos dados do último Boletim de Matrizes Estaduais divulgado pelo Ministério de Minas e Energia em 21 de novembro de 2016, com dados do ano de 2015.

3.3.1 Produção primária

A produção primária de energia paranaense em 2015 foi de 14,5 Mtep, o que equivaleu a 5,1% da produção nacional e a 1,30 tep/hab. Desse total, 97,8% é de energia renovável, ou seja, em 2015 praticamente toda a produção de energia paranaense foi gerada a partir de fontes renováveis. Isso decorre da predominância da geração de hidreletricidade, de álcool por meio da cana-de-açúcar e de biocombustíveis derivados, principalmente, da soja. (MME, 2016a).

Gráfico 09: Produção primária de energia no Paraná 2015 (%)



Fonte: MME (2016a).

Observa-se que a produção primária de energia no Paraná em 2015 foi composta por 56% de fonte hidráulica; 20% de cana-de-açúcar; 22% de bioenergias²; e 2% de petróleo e derivados³.

3.3.2 Oferta interna de energia

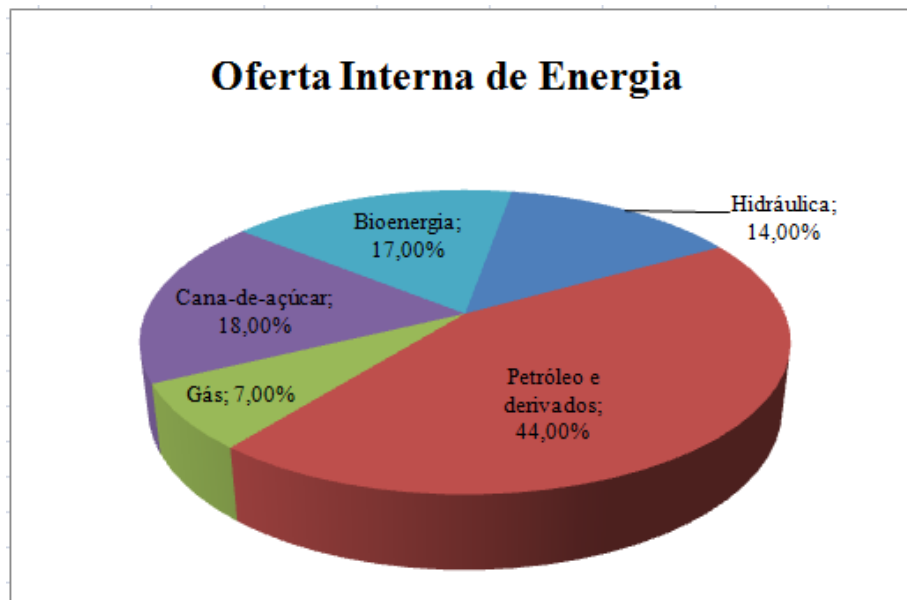
A oferta interna de energia do Paraná no ano de 2015 foi de 18,7 Mtep, o equivalente a 6,2% da oferta nacional e a 1,68 tep/hab. Desse total, há predominância de petróleo e

² O segmento de bioenergias inclui lenha, carvão vegetal, biogás, lixívia, resíduos de madeira, casca de arroz entre outros. (MME, 2016).

³ Inclui gás de refinaria. (MME, 2016).

derivados (44%). Há também participação de cana-de-açúcar (18%); bioenergias (17%); hidráulica (14%) e gás (7%). (MME, 2016a).

Gráfico 10: Oferta interna de energia no Paraná 2015 (%)



Fonte: (MME, 2016a).

Os cálculos das emissões de CO₂ são elaborados a partir de reações químicas que ocorrem em combustão quando as fontes de energia entram em contato com o oxigênio do ar. (MME, 2016). Essas emissões, que são associadas ao uso de combustíveis fósseis, geraram 25,9 MtCO₂ no estado. (MME, 2016a).

No Paraná, em 2015, o coeficiente de emissão de CO₂ foi de 1,38 tCO₂/tep, deixando o estado na 9ª posição no ranking de emissão de CO₂ por unidade da federação. Essas emissões foram geradas a partir de 88% de petróleo e derivados, 11% de gás natural e 1% de carvão. Essas emissões são predominantes no setor de transportes, responsável por 57% do total, enquanto a indústria teve uma participação de 22%, a geração de energia elétrica de 6%, e outros setores 15%. (MME, 2016a).

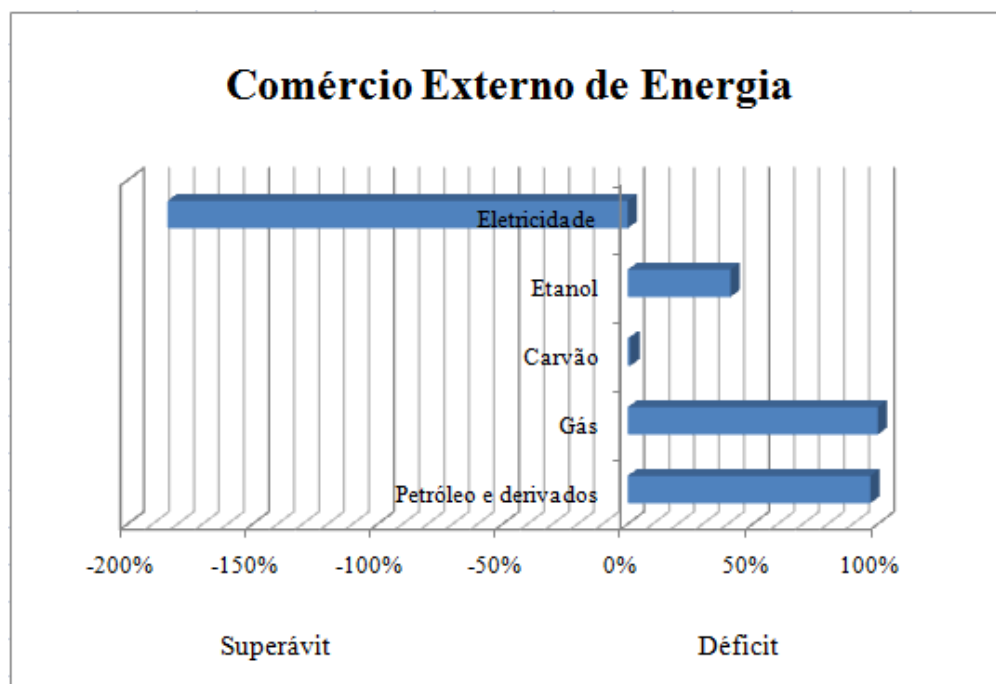
3.3.3 Comércio externo

A produção primária de energia no Paraná em 2015 teve uma participação de 77,4% da oferta interna de energia do estado, o restante da energia ofertada em 2015 adveio do

comércio externo, que teve uma participação de 22,7%. Desse total, -0,1% de energia não foi aproveitada (reinação e estoques). (MME, 2016a).

A importação de energia contribuiu com 4,2 Mtep para a oferta interna de 2015. O gráfico a seguir demonstra a participação do comércio externo de energia em relação à demanda interna de cada fonte. (MME, 2016a).

Gráfico 11: Comércio externo de energia no Paraná 2015 (%)



Fonte: MME (2016a).

Segundo MME (2016a), esses dados, que referem-se à porcentagem em relação à demanda interna de energia, demonstram que houve um superávit de eletricidade no estado o que significa que a produção primária superou a oferta interna nesse segmento. A partir disso, pode-se concluir que esse superávit em eletricidade demonstra que a produção primária de eletricidade no Paraná foi maior do que o total de energia que é ofertado no estado em 2015, considerando a predominância da fonte hidráulica que também conta com a geração da Itaipu. Em relação às demais fontes, percebe-se que o maior déficit foi de gás natural (100%), seguido de petróleo e derivados (97%), etanol (41%) e carvão (1%), o que significa que em 2015 o Paraná precisou importar esses recursos.

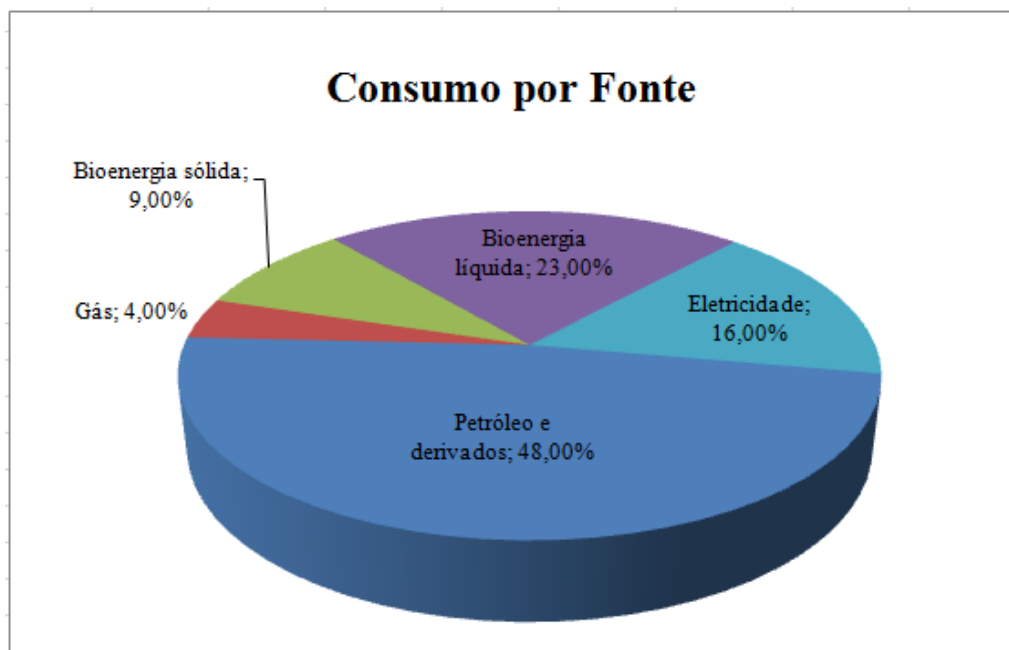
3.3.4 Consumo de energia

O consumo total de energia do Paraná em 2015 representa 12,9% de consumo energético e 87,1% de consumo final. Com relação ao consumo energético, as perdas no setor totalizaram 0,6 Mtep no processo de transformação e 0,3 Mtep no processo de distribuição, enquanto o consumo próprio do setor totalizou 1,6 Mtep em atividades de extração e produção de energia. (MME, 2016a).

3.3.4.1 Consumo por fonte

O consumo final do Paraná em 2015 totalizou 16,3 Mtep, o que representa 7% do consumo final nacional e 1,46 tep/hab no estado.

Gráfico 14: Consumo por fonte Paraná 2015 (%)



Fonte: MME (2016a).

Do consumo final total, 48% é derivado da utilização de petróleo e derivados, 23% bioenergia líquida⁴, 16% eletricidade, 9% bioenergia sólida⁵ e 4% gás natural. (MME, 2016a).

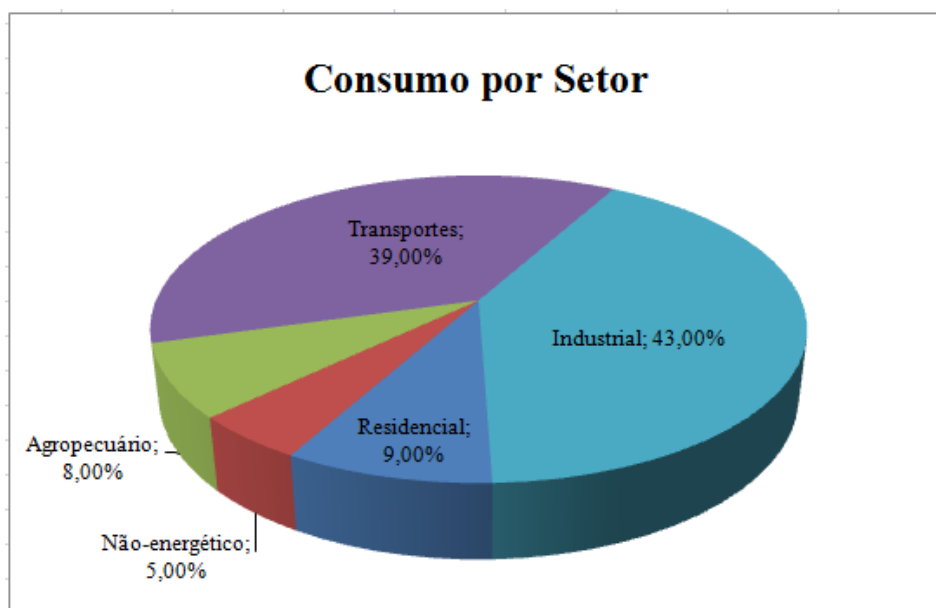
3.3.4.2 Consumo por setor

⁴ Inclui etanol anidro e hidratado e biodiesel. (MME, 2016).

⁵ Inclui lenha, carvão vegetal, lixívia, bagaço de cana, resíduos de madeira, casca de arroz, outros. (MME, 2016).

Os setores que tiveram maior participação no consumo final da energia paranaense em 2015 foram o industrial (34%) e o de transportes (39%). Juntos, esses dois setores somam 63% do consumo final. O setor residencial corresponde a 9% do consumo final, o agropecuário e o de serviços correspondem a 8% cada. (MME, 2016a).

Gráfico 13: Consumo por setor no Paraná 2015 (%)



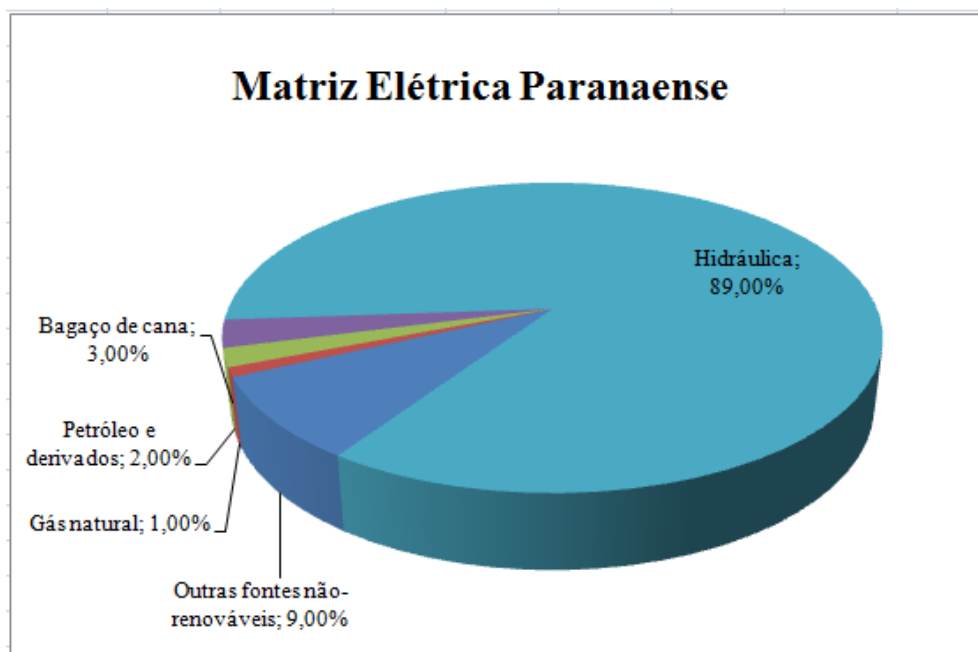
Fonte: MME (2016a).

Comparando o consumo destes setores no total do consumo brasileiro (não-energético 5,8%, residencial 9,6%, agropecuário 4,4%, transportes 32,2%, industrial 32,5%), o Paraná apresenta dados semelhantes, à exceção do setor agropecuário, que utiliza maior quantidade de energia no estado em relação ao território nacional. Os dados nacionais também incluem o consumo a participação dos setores energético (10,7%), comercial (3,3%) e público (1,5%). (EPE, 2016).

3.3.5 Matriz elétrica paranaense

Os insumos da matriz elétrica do estado do Paraná em 2015 totalizaram 9.097 Mtep, o que representa 12,2% de participação na matriz elétrica nacional, com predominância de fonte hidráulica (89%), que se somam a 5% de gás natural, 3% de bagaço de cana, 2% de petróleo e derivados e 1% de outras fontes não renováveis. (MME, 2016b).

Gráfico 14: Repartição da matriz elétrica paranaense por fonte 2015 (%)



Fonte: MME (2016b).

Em 2015, a geração de energia elétrica do estado foi de 99.410 GWh, o que correspondeu a 17,2% da geração nacional. Em 2013, esse valor havia sido de 103.447 GWh e em 2014 de 98.834 GWh . (EPE, 2016). Esses dados demonstram que houve uma retração de 3,90% na geração elétrica de 2013 a 2015.

A tabela 11 apresenta dados de geração de eletricidade por fonte. Há clara predominância de hidreletricidade que representou 94,39% do total de geração de eletricidade no estado em 2015. Destaca-se que a geração termoelétrica representou 5,59% e a geração à gás natural representou 2,83% no mesmo período. Cabe dizer que o potencial hidráulico do Paraná em 2015 foi de 24.087 MW, havendo 66% desse total em operação e 2% em construção. (EPE, 2016).

Tabela 12: Geração de eletricidade no Paraná por fonte 2015

Fonte	Valor em GWh
Hidráulica	93.835
Eólica	21
Solar	1
Nuclear	0
Termo	5.553

Bagaço de cana	1.437
Lenha	479
Lixívia	325
Outras fontes renováveis	46
Carvão vapor	81
Gás natural	2.812
Gás de coqueria	0
Óleo combustível	77
Óleo diesel	20
Outras fontes não renováveis	277
Total	99.410

Fonte: EPE (2016).

Com relação à capacidade instalada de geração de energia elétrica no estado, a tabela 12 demonstra dados relativos às Centrais de Serviço Público e Autoprodutoras. Em 2015, 99,14% da capacidade instalada de geração de hidreletricidade no Paraná é coordenada por Centrais de Serviço Público, nas quais se inclui a Copel. Já com relação à termoeletricidade, 41,97% da capacidade instalada está sob coordenação do Serviço Público, enquanto 58,03% é de responsabilidade de autoprodutores.

Tabela 12: Capacidade instalada de geração elétrica no Paraná 2015 (MW)

Fonte	Serviço Público	Autoprodutores	Total
Hidráulica	15.853	138	15.991
Termo	525	726	1.251
Eólica	12	0	12
Solar	0	0	0
Nuclear	0	0	0

Fonte: EPE (2016).

A capacidade instalada de mini e micro geração distribuída em autoprodutores no ano de 2015 foi de 0,7 MW. Nos setores energético, comercial e público, a predominância é de termoeletricidade e no agropecuário de hidreletricidade. Não houve registro de centrais autoprodutoras para geração de eletricidade no setor residencial. (EPE, 2016).

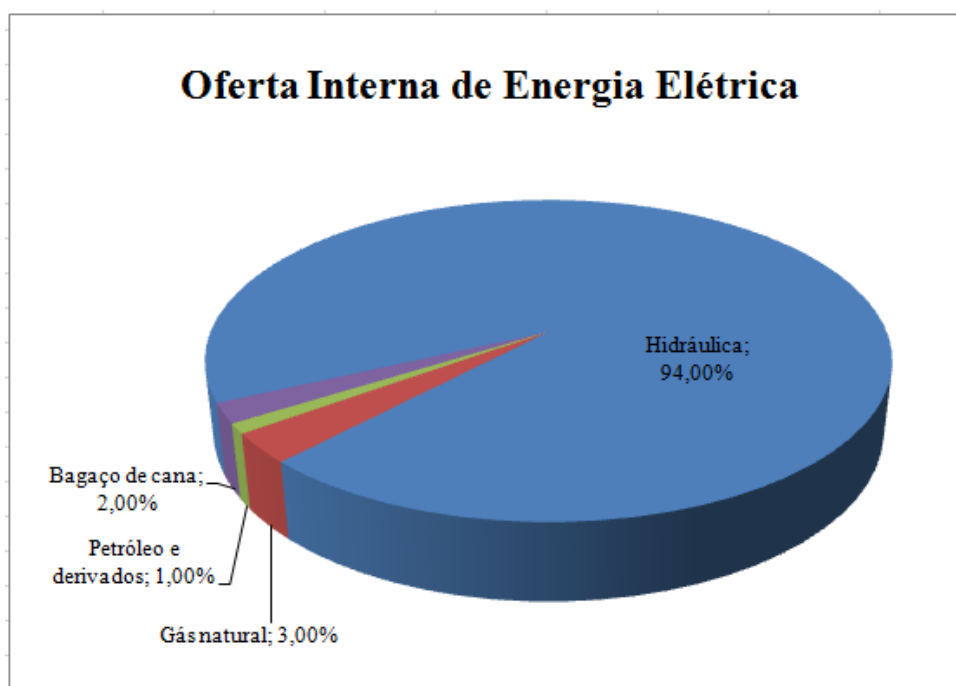
Tabela 13: Capacidade instalada em autoprodutores no Paraná por fonte 2015 (MW)

Fonte	Energético	Comercial	Público	Agropecuário
Hidráulica	0	0,7	0,3	19,4
Termo	52,5	14,9	2,4	0,2
Eólica	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0
Total	52,5	15,5	2,7	19,6

Fonte: EPE (2016).

A oferta interna de eletricidade no Paraná em 2015 alcançou 35.080 GWh, o que equivale a 5,7% da oferta nacional. Cabe lembrar que, conforme destacado anteriormente, houve um superávit na produção de eletricidade em 2015. (MME, 2016b).

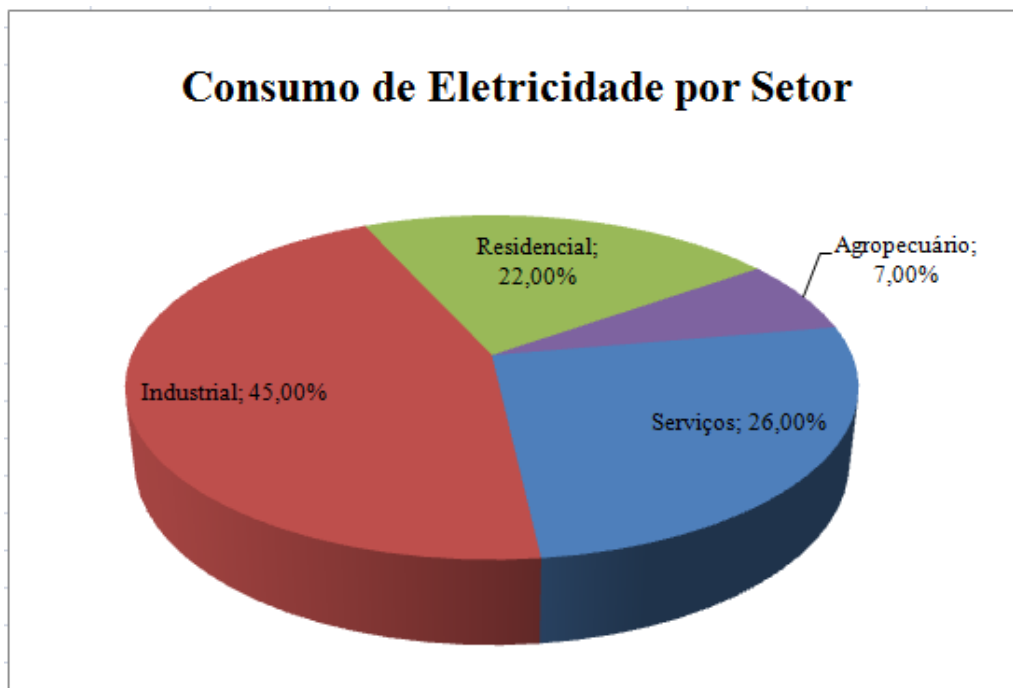
Gráfico 15: Repartição da oferta interna de energia elétrica por fonte no Paraná 2015 (%)



Fonte: MME (2016b).

A oferta interna gerou 7,4% de perdas no processo de distribuição e 92,6% de consumo final, que se subdivide entre os setores residencial, agropecuário, industrial e de serviços. O consumo final de energia elétrica no Paraná em 2015 correspondeu a 6,2% do consumo final nacional. (MME, 2016b).

Gráfico 16: Consumo final de eletricidade por setor no Paraná 2015 (%)



Fonte: MME (2016b).

Por fim, ao analisar a participação de renováveis na composição atual da matriz energética paranaense, percebe-se que no total da produção primária de energia em 2015 essa participação foi de 97,8%, considerando o peso da geração de hidreletricidade. Apesar disso, a participação de renováveis na oferta interna de energia, considerando todas as fontes energéticas, foi de 48,9%. Isso pode ser explicado pelo fato de que parte dos combustíveis fósseis que compuseram a oferta interna de energia no estado em 2015 adveio do comércio com outros estados, como observado no gráfico 11. Já com relação à matriz elétrica, a participação de renováveis na oferta interna de energia de 96,8%, o que também é explicado pela predominância da fonte hídrica.

4. A COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL

4.1. A COPEL DE 1954 À DÉCADA DE 1980

O setor elétrico brasileiro, que em sua gênese foi marcado pela atomicidade de capitais privadas e estrangeiros que atendiam a demandas individuais ou a pequenos núcleos populacionais, se volta para um sistema estatizado, principalmente a partir da década de 1930, com a instituição do Código de Águas que previa maior controle estatal no setor. No Paraná, isso se expressa na criação do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) em 1948, do Plano de Eletrificação Paranaense em 1948, e da Copel em 1954. Esse processo ocorre por meio de controle estatal dos capitais operantes no sistema elétrico do estado no intuito de realizar investimentos integrados e de grande vulto. (PESSALI; SERRA, 2007).

Diante disso, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica – Copel foi criada pelo Decreto Estadual n.º 14.947 em 26 de outubro de 1954 como uma sociedade de economia mista, destinando ao Estado o mínimo de 60% de seu capital social. Suas diretrizes foram estabelecidas delegando à Copel a responsabilidade pela exploração dos serviços de energia elétrica no Paraná por meio das atribuições de “[...] planejar, construir e explorar sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos, por si ou por sociedades que organizar ou de que vier a participar”. (COPEL, 2017f).

A atuação da Copel nesse momento estava focada na construção dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica previstos no Plano de Eletrificação do Paraná. Sendo assim, pode-se afirmar que a Copel teve um papel decisivo no processo de urbanização e industrialização do estado compreendendo que, naquele momento, a economia paranaense ainda era predominantemente agrícola e os centros urbanos careciam de infraestrutura energética adequada para seu desenvolvimento.

Com o início das atividades da Eletrobrás, em 1962, o planejamento do setor elétrico havia tomado uma forma integrada em âmbito nacional, estabelecendo uma centralização hierárquica no intuito de acabar com as falhas de coordenação derivadas das especificidades regionais, o que resultou no estabelecimento do monopólio estatal sobre o setor. Esses fatores são importantes para a compreensão da atuação da Copel a partir da década de 1960, enquanto uma empresa concessionária que atuava em conjunto com o governo do estado visando a integração dos sistemas regionais. (PESSALI; SERRA, 2007).

Na década de 1960, a Copel contou com diversas fontes de financiamento a fim de colocar em operação diversos projetos de hidrelétricas e termelétricas de modo que, apenas entre 1960 e 1964, a capacidade instalada de geração de eletricidade no Paraná apresentou um crescimento de 74%. (CANTON, 2014).

Na década de 1960, a Copel passou a contar com diversas fontes de financiamento para fazer frente aos objetivos que compunham o Plano de Eletrificação do Estado: recursos estaduais (Taxa de Eletrificação e Fundo de Desenvolvimento Econômico), federais (BNDES e Eletrobras), e internacionais (da USAID – Agência Estadunidense para o Desenvolvimento Internacional e do Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID). (CANTON, 2014, p. 122).

Com altos investimentos na construção de grandes hidrelétricas para aproveitamento do grande potencial hídrico do estado, especialmente no Rio Iguaçu, a Copel ganhou destaque no cenário nacional. O crescimento do consumo de energia elétrica no estado do Paraná na década de 1960 pode ser observado na tabela 14 que mostra as quantidades de unidades atendidas. Fica evidenciado o aumento do consumo de energia elétrica com o avanço da urbanização e da industrialização do estado no referido período.

Tabela 14: Consumo de energia elétrica gerada pela Copel no Paraná na década de 1960

	Unidade Consumidora
Consumo Residencial	de 17.055 para 126.528
Consumo Industrial	de 96 para 1.833
Localidades atendidas	de 14 para 245

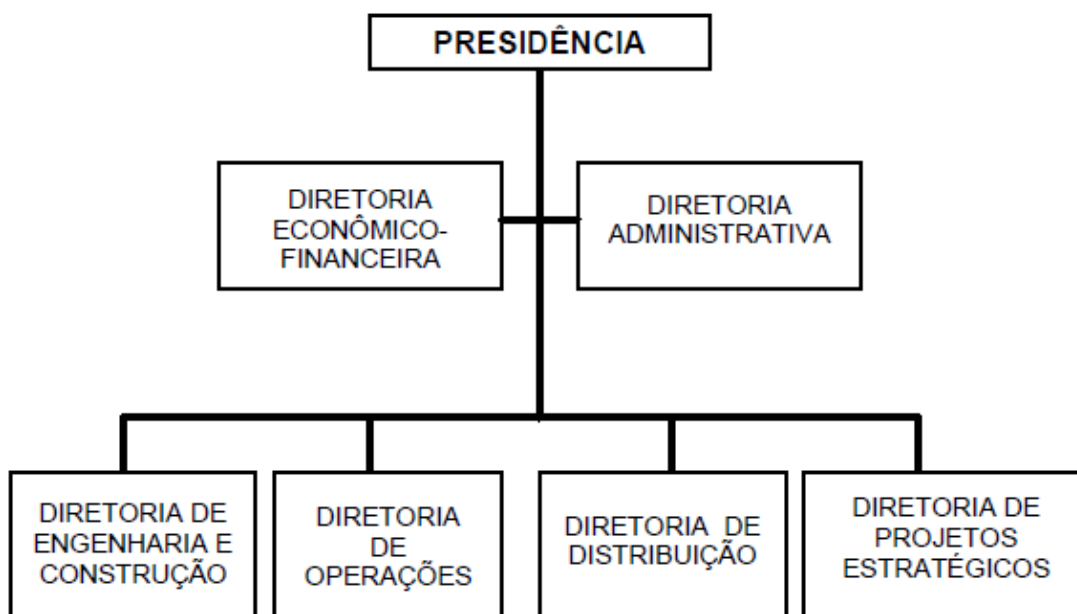
Fonte: FRANCO (2002).

Apesar disso, na década de 1960, Curitiba passou por um racionamento devido à falta de estrutura do sistema elétrico diante da expansão das atividades urbanas. Para resolver o problema, a Copel então importou geradores diesel-elétricos para operar em complementaridade com o sistema da empresa Força e Luz do Paraná que, naquele momento, era responsável pela distribuição de energia na capital. (FRANCO, 2002).

O investimento na infra-estrutura de geração e de distribuição continuava, com a interligação do litoral do Paraná à subestação de Paranaguá e ao sistema estadual. Com a mesma filosofia de expansão do setor no estado, a interligação dos sistemas de geração e a conclusão do Tronco Principal ligando o Estado de São Paulo ao Norte do Estado do Paraná, ramificando-se até Curitiba, foram grandes feitos. (FRANCO, 2002, p. 70).

A seguir, a imagem 01 demonstra a estrutura da Copel na década de 1960, a qual visava atender as demandas dos centros urbanos e industriais e das pequenas localidades rurais que recebiam eletricidade por meio de pequenas centrais hidrelétricas. A empresa contava com a presidência, diretores técnicos e administrativos, e departamentos administrativo, jurídico, de engenharia e de secretaria geral.

Imagem 02: Organograma da Copel na década de 1960



Fonte: FRANCO (2002, p. 91).

A década de 1970 também foi marcada pela evolução do sistema de geração do estado por meio da construção de usinas que representam fatores importantes para a consolidação do processo de industrialização do estado, que se intensificou nesse período. Nessa nova conjuntura econômica com o incremento do processo de urbanização, o setor elétrico paranaense vê-se pressionado diante da crescente demanda por eletricidade. (FRANCO, 2002).

De 1970 a 1977, a Copel realizou importantes esforços na expansão das redes de transmissão e distribuição e na interligação de seu sistema com outros estados brasileiros. Nessa década, a Copel adquiriu as principais empresas privadas do setor elétrico do Estado do Paraná. (COPEL, 2017i).

Sendo assim, a Copel então assumiu “[...] o controle de 23 empresas privadas, 123 empresas autoprodutoras e 47 órgãos municipais fornecedores de energia”, enquanto dava

prosseguimento aos projetos de construção das usinas de Salto Osório e Foz do Areia. (FRANCO, 2002, p. 71).

Em 1979, a razão social da Copel é alterada de Companhia Paranaense de Energia Elétrica para Companhia Paranaense de Energia, trazendo indicações de que estava se projetando no intuito de expandir sua área de atuação e alcançar novos segmentos de mercado.

O aumento da demanda por energia elétrica se manteve na década de 1980, enquanto que a Copel se consolida como referência no aproveitamento de recursos hidráulicos.

Três empreendimentos hidrelétricos foram implementados pela Copel com o intuito de garantir o atendimento da demanda de energia do Estado: a) a UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia), inaugurada em 1980; b) a UHE Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Usina de Segredo), a qual entrou em operação comercial em 1992; c) e a UHE Governador José Richa (Salto Caxias), inaugurada em 1999. Ao longo desse período, a Copel passou a ofertar energia elétrica para praticamente todas as aglomerações urbanas do território paranaense pertencentes à sua área de concessão (CANTON, 2014, p. 124).

As ações de expansão no sistema elétrico do Paraná pela Copel no quadriênio 1987/1990 estão centradas nos segmentos de transmissão, distribuição e eletrificação rural. Com relação à transmissão, Franco (2002, p. 74) aponta que:

- Entraram em operação 947 Km de linhas.
- Foram construídas 67 subestações transformadoras.
- No final de 1990, encontravam-se em construção 51 Km de linhas de 138 KV e quatro subestações uma delas de 230 KV, destinadas a atender indústrias de papel na região de Jaguariaíva e outra para reforçar o suprimento do Oeste do Estado.
- O reisolamento para 138 KV das linhas de 88 KV do Norte do Estado e das linhas de 69 KV do Sudoeste do Estado.
- O reforço de suprimento ao Oeste e Noroeste do Estado com a nova interligação em 138 KV.
- A construção da subestação de Iporã de 230 KV interligando com a subestação de 500 KV da Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. "ELETROSUL" e a execução da Segunda linha de 138 KV, ligando o litoral do Estado a partir da Usina Governador Parigot de Souza.

Com relação aos avanços no período de 1986 a 1990 no segmento de distribuição, observa-se, de acordo com Franco (2002, p. 74), um aumento de 24,7% de pontes existentes em linhas e redes, indo de 1.277.352 a 1.583.193; expansão de 40,9% das linhas de distribuição até 44 KV, de 82.454 Km a 116.203 Km; um aumento de 58,4% de transformadores, que passaram de 127.028 a 201.171; um aumento de 14,4 no número de braços de iluminação pública, que foi de 491.034 a 561.919; sendo esses avanços referentes a

uma maior abrangência de atendimento, com isso das 1.009 localidades atendidas em 1986, passou-se para 1.068 em 1990, uma expansão de 5,8%.

Outros dados destacados por Franco (2002, p. 74) se referem à eletrificação rural. Entre 1987 e 1990, 78.406 propriedades rurais foram atendidas, com 2.401 obras de expansão do sistema elétrico para o interior do estado, que geraram 30.223 Km de expansão de redes, enquanto 213.974 postes e 62.199 transformadores entraram em operação.

Apesar disso, a recessão da década de 1980 trouxe um cenário de instabilidade para o setor elétrico, que foi fortemente afetado pela conjuntura macroeconômica do país, a qual que dificultava o ajuste de preços dos serviços, em meio ao baixo nível de investimento e alta inflação. Esse quadro pode ser observado, conforme demonstra Franco (2002, p. 72), por meio das variações nas remunerações do investimento da Copel. Em 1987 a remuneração era positiva de 9,8%, sendo que em 1988 caiu para 6,9% e para - 6,4% em 1989, tendo remuneração negativa nesse ano pela primeira vez na história da empresa. Em 1990, esse índice avançou para 8,55%, demonstrando a instabilidade do setor.

Os serviços públicos sofriam irreparáveis prejuízos, entre eles o de energia elétrica em função das sucessivas medidas econômicas, frustradas em seu objetivo, de combater a inflação que persistia no patamar de dois dígitos ao final de 1990. No último quadriênio (87-90) gerir as tarifas de eletricidade não trouxe resultados satisfatórios quanto à eficácia do combate à inflação que alternou fases de rígidas contenções. (FRANCO, 2002, p. 72).

Soma-se a isso o fim do Imposto Único sobre Energia Elétrica que também afetou a regularidade da obtenção de financiamento do setor, e, diante da crise do setor elétrico a Copel passou a buscar novos arranjos internos nos setores administrativos e operacionais e novas estratégias de atuação a fim de manter o adequado funcionamento da empresa. (FRANCO, 2002). Isso ocorre em um contexto econômico em que se observa uma nova relação entre Estado, tecnologia e indústria, de modo a reduzir a atuação estatal nas atividades produtivas, inclusive nas áreas consideradas estratégicas, como é o caso do setor elétrico, que é integrado em nível nacional. Portanto, esse contexto afeta em grande medida a organização institucional e a atuação estratégica da Copel. (PESSALI; SERRA, 2007).

4.2 O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DA COPEL NA DÉCADA DE 1990

A década de 1990 caracteriza-se como o período de consolidação da Copel no mercado brasileiro de eletricidade. Diante da prioridade delegada à geração de

hidreletricidade no Paraná, por intermédio da Copel, foi possível suprir a crescente demanda por eletricidade do estado. (CANTON, 2014).

Assim, nesse período houve um grande esforço na expansão das usinas que integrariam o sistema elétrico como a construção da Usina Hidrelétrica de Segredo, inaugurada em 1992. Segundo Franco (2002, p. 79), ao comparar a passagem do ano de 1991 à 1992, a Copel registrou uma expansão de 51,2% na geração própria de hidreletricidade e de 4,6% no consumo em sua área de concessão, sendo, deste total, “[...] 2,7% para a classe residencial; 6,8% para a classe industrial; 3,9% para a classe comercial; 1,7% para a classe rural; 6,0% para a classe: poderes públicos; 2,2% para a classe: iluminação pública; 4,1% para a classe: serviços públicos.”.

O acréscimo na geração própria tem, como responsável direto, a melhoria das condições hidrológicas dos reservatórios e a entrada em operação da Usina Hidrelétrica de Segredo. Esta operou por apenas três meses no ano de 1992, respondendo por 7,7% da energia gerada; a Usina Bento Munhoz da Rocha Netto por 73,9%; a Usina Governador Parigot de Souza por 10,2%; as pequenas hidrelétricas por 7,8% e as térmicas de Figueira e Ilha do Mel por 0,4%. (FRANCO, 2002, p. 79).

Ademais, os programas Força Rural e Força Comunitária foram responsáveis por garantir o acesso à eletricidade às localidades rurais e à população de baixa renda. Já as inovações implantadas pela Copel na década de 1990 no setor são referentes a pagamentos de contas de energia por débito automático e a convênios com farmácias e supermercados para instalação de autocaixas para pagamentos em pontos estratégicos. Nesse período, a Copel também prestou assessoria sobre déficits energéticos e perdas técnicas na distribuição à Colômbia, Zimbábue e Venezuela. (FRANCO, 2002).

Porém, na década de 1990 a Copel passou por um processo de reestruturação que relacionava-se, em nível nacional, à reestruturação institucional do sistema elétrico brasileiro centralizado sob o comando da Eletrobrás e, em nível estadual, às exigências do governo do Paraná. (PESSALI; SERRA, 2007).

Esse processo de reestruturação teve como marco o ano de 1992 quando a Copel iniciou um programa que buscava aperfeiçoar sua estrutura gerencial: o Programa de Qualidade Total da Copel (QTC).

A partir dessa realidade, a empresa começou a comparar-se não com empresas do Brasil e sim, com as de países mais evoluídos. Percebeu-se que o *benchmarking* da COPEL não estava tão bem perante o mundo. A empresa começou então a se preparar para as oportunidades e problemas do futuro, promovendo a qualidade dos

serviços e produtos e a satisfação do Cliente (consumidor), as quais nortearam as ações da empresa. Com essa nova visão, os desafios da empresa para os anos seguintes foram: a implantação total do Programa de Qualidade; o pleno atendimento do mercado paranaense; a aprovação do projeto de construção da Usina de Salto Caxias, bem como o incremento da melhoria contínua dos produtos e serviços pela implantação do “Programa de Qualidade e Produtividade”, com o intuito de se aparelhar para os desafios da competitividade. (FRANCO, 2002, p. 82).

A Copel também contratou uma consultoria de planejamento de Marketing da Universidade Federal do Paraná (UFPR). A partir de 1993, os projetos de modernização de métodos, sistemas, procedimentos e serviços ofertados pela Copel se diversificaram, expandindo seu mercado para segmentos como o de telecomunicações, por exemplo. Esse movimento ocorria em consonância com a expansão de seus grandes empreendimentos em usinas hidrelétricas. (FRANCO, 2002).

Outras ações que merecem destaque nesse processo de reestruturação são voltadas à melhoria nos índices de qualidade da distribuição de eletricidade. Nesse ínterim, foi lançado o programa Qualiluz, que tinha o intuito de diminuir a média e o tempo de interrupção no fornecimento de energia, medidos pelos índices de continuidade DEC e FEC. Esse objetivo seria alcançado por meio de “[...] construção de linhas de distribuição e alimentadores, com reforço e melhoria nos circuitos de baixa tensão, incluindo o litoral do Estado”, enquanto eram modernizados os canais de atendimento aos consumidores. (FRANCO, 2002, p. 85).

Foram lançados também os sistemas digitais de supervisão e controle em subestações, pioneiros entre as concessionárias brasileiras, como a automatização de pequenas centrais hidrelétricas com softwares desenvolvidos pela empresa, com controle parcial através de microcomputador. (FRANCO, 2002, p. 86).

Após essas mudanças organizacionais e operacionais, a Copel estava preparada, em 1994, para a abertura de capital. O registro de Companhia de Capital Aberto na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) foi concedido em 04 de abril de 1994, abrindo maiores possibilidades de captação de recursos para os projetos da empresa. (COPEL, 2017g).

A partir de 1995, a Copel passa a estar fortemente condicionada a propósitos de adequação ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro, atendimento às necessidades de rentabilidade e foco na competitividade, a fim de torná-la atrativa para uma eventual privatização. (PESSALI; SERRA, 2007).

No que tange a esta questão, três aspectos são importantes de serem considerados: 1) o projeto político de transformar a economia paranaense de predominantemente agrícola (com avançados focos agroindustriais) para eminentemente industrial, o que ainda exige uma ação centralizada, intensiva e minimamente concatenada das

empresas públicas das áreas de infra-estrutura, mormente da Copel como fornecedora de importante insumo industrial; 2) a necessidade premente de que houvesse um esforço máximo de auto-suficiência de tais empresas, em função da deterioração das contas públicas no período; e 3) sua valorização enquanto ativo do Estado passível de liquidação (não somente, mas principalmente para uso no gerenciamento da dívida pública). (PESSALI; SERRA, 2007, p. 06-07).

Em 1996, o novo modelo de gestão da Copel já estava colocado em prática. Ao se preparar para um ambiente competitivo, a Copel implementou um sistema de gestão de custos do tipo “Custeio baseado em atividades – Activity-Based Costing (ABC)”, no intuito de racionalizar os gastos em todos os setores de atividades da empresa. (TONON; CARIO, 2003).

Diante disso, a Copel também reestruturou seu organograma criando uma diretoria de Marketing que foi essencial para o seu processo de reestruturação, de tal modo que houve a criação de uma “marca” Copel, reconhecida nacional e internacionalmente, que estaria relacionada a uma nova filosofia empresarial e intenção de diferenciação no mercado de energia com relação à qualidade dos serviços prestados. “A estratégia principal da empresa sob esta ótica foi a sua transformação de Companhia Integrada de Energia para uma Companhia de Multi-Utility.” (FRANCO, 2002, p. 112).

A implantação da Matriz Produto-Mercado fez a empresa descobrir espaços até então inexplorados: venda de serviços, penetração em atividades ligadas ao gás natural, saneamento, telecomunicação, comercialização de energia e outros, dentro de um plano estratégico estruturado a longo prazo. (FRANCO, 2002, p. 112).

Os quadros a seguir mostram os *Stakeholders* da Copel até 1992, antes do processo de reestruturação da empresa (Quadro 01), e aqueles incluídos após o processo de reestruturação (Quadro 02).

No quadro 01, estão incluídos o Governo Federal, o Governo Estadual, a diretoria, os funcionários, os clientes, os concorrentes e os fornecedores da Copel.

Quadro 01: *Stakeholders* determinantes no processo de adaptação estratégica da Copel (até 1992)

- | |
|--|
| a) O Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia e demais órgãos responsáveis pelas diretrizes do Setor Elétrico Brasileiro. |
| b) O Governo do Estado do Paraná, pela parceria com a COPEL, desenvolvendo projetos comunitários para o bem-estar da população paranaense e, principalmente, de famílias |

carentes da periferia da cidade e da região rural.
c) A diretoria da COPEL, com bom senso, competência profissional, e técnica administrativa responsável pelas tomadas de decisões organizacionais e estruturais da empresa.
d) Os funcionários da COPEL, interessados no processo de revitalização da empresa, merecendo destaque no âmbito nacional e internacional.
e) Os clientes da COPEL, interessados no melhor atendimento, exigindo qualidade na prestação de serviços.
f) Os concorrentes, influenciando nas decisões estratégicas da empresa, com vistas ao mercado cada vez mais competitivo.
g) Os fornecedores, proporcionando vantagens e variáveis quanto ao fornecimento com qualidade.

Fonte: FRANCO (2002, p. 103).

Em uma perspectiva de liberalização da produção de energia por produtores independentes, a Copel passou a disponibilizar seus excedentes de energia para a empresa de comercialização de energia Tradener, criada em 1998. A Copel também adentrou no mercado de telecomunicações associando-se à Sercomtel, assim como associou-se à Sanepar, empresa responsável pelas atividades de água e saneamento do estado, à Compagás, distribuidora de gás em todo o território do Paraná, ao Lactec, instituto responsável por pesquisas no setor elétrico brasileiro e à Escoelectric, empresa voltada à prestação de serviços para o setor energético. Esses acordos demonstram a intenção da Copel de adquirir parcerias para explorar novos mercados. (FRANCO, 2002).

Diante disso, no quadro 02 estão incluídas as empresas e instituições com as quais a Copel passou a realizar parcerias após 1993.

Quadro 02: *Stakeholders* incluídos no período de 1993-1999

a) COMPAGÁS – Companhia de Gás [Empresa de gás canalizado como fonte alternativa de energia.];
b) SERCOMTEL – Empresa de Telecomunicação [Parceiro estratégico nos serviços de telecomunicação, com participação no mercado como provedora de acesso à Internet.];
c) SANEPAR – Empresa de Saneamento do Paraná [Participação nas atividades de saneamento, um novo serviço conquistado ficando presente na vanguarda de prestação de serviços.];

d) TRADENER – Empresa Comercializadora de Energia [Empresa comercializadora de energia com potencialidade de atuar na venda e compra de energia em todo o Brasil.]

e) LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento [Instituto de Tecnologia de desenvolvimento de Projetos para empresas do setor elétrico brasileiro e outras.]

Fonte: FRANCO (2002, p. 108).

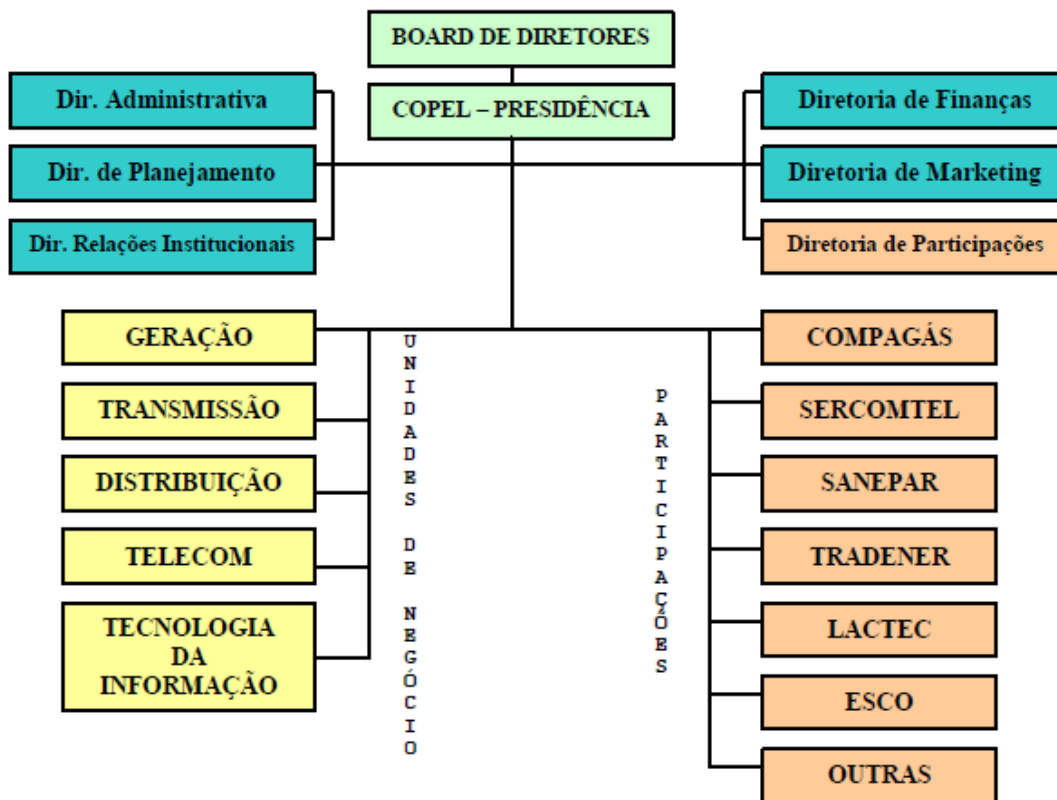
Essas mudanças provocaram alterações no organograma corporativo da empresa. Houve a necessidade de inclusão de uma diretoria de Marketing, que definiu nova filosofia, missão e visão para a empresa, tornando-a referência no setor energético, além de uma diretoria de Participações, sendo responsável pela coordenação dos projetos de expansão de mercado e busca de novos negócios e serviços.

Desde 1994 a Copel já investia em energia eólica, com o Projeto Ventar, e em energia solar por meio de projetos como o que instalava aquecedores solares para fins de conservação de energia na Ilha do Mel, porém, também houve um esforço no final dos anos 1990 em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de geração de energia por meio de células a combustível, sendo que a primeira entrou em operação no estado apenas em 2001. (COPEL, 2017c).

Os investimentos em energias alternativas também começam a surgir como estratégia empresarial. A partir de 1999, a Copel também passou a oferecer concessão de licenças para prestação de serviços de instalação, construção e manutenção, e comercialização de materiais elétricos em nome da empresa por meio de “fornecedores franqueados”. (TONON; CARIO, 2003).

Segue abaixo o organograma da Copel após o processo de reestruturação, quando houve a inclusão dessas novas diretorias e de novas unidades de negócios, que se referem aos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia, incorporados como resultado do processo de desverticalização do setor elétrico brasileiro, bem como os segmentos de telecomunicações e tecnologia da informação, que se referem à diversificação estratégica nos serviços prestados, sendo estas cinco atividades subsidiárias integrais “[...] portadoras de ativos, quadros e contabilidade próprios.” (TONON; CARIO, 2003, p. 256).

Imagem 03: Organograma da Copel após a reestruturação da década de 1990



Fonte: FRANCO (2002, p. 93).

Sendo assim, pode-se destacar a abertura de capital, a diversificação das atividades, a reforma organizacional e a modernização de métodos e sistemas como fatores centrais para a compreensão do processo de reestruturação da Copel que ocorreu na década de 1990, com evidentes indicações de atratividade para um processo de privatização que viria a ocorrer no final da década e que não obteve êxito, sendo cancelado em 2001.

4.3 A COPEL APÓS OS ANOS 2000

A reestruturação societária da Copel, que definiu um novo regime normativo em que as atividades da empresa foram transferidas para suas subsidiárias integrais, foi concluída em 2001. Nesse ínterim, Copel manteve seu esforço de participações em diversos segmentos de mercado por meio da Copel Participações S.A. ampliando suas parcerias enquanto estratégias voltadas à responsabilidade social e ambiental foram fortalecidas no âmbito da companhia.

Nesse ponto, é importante destacar que após os anos 2000, a Copel precisou se adequar às exigências do setor energético brasileiro que colocava a necessidade de

diversificação das matrizes energéticas por meio do desenvolvimento de novas tecnologias capazes de gerar energia limpa para garantir o suprimento de energia necessária ao desenvolvimento dos estados com menor risco de impactos sociais e ambientais. No âmbito da Copel, esse processo ocorreu através de um reforço em relação aos projetos com fontes renováveis que já vinham sendo desenvolvidos desde a década de 1990.

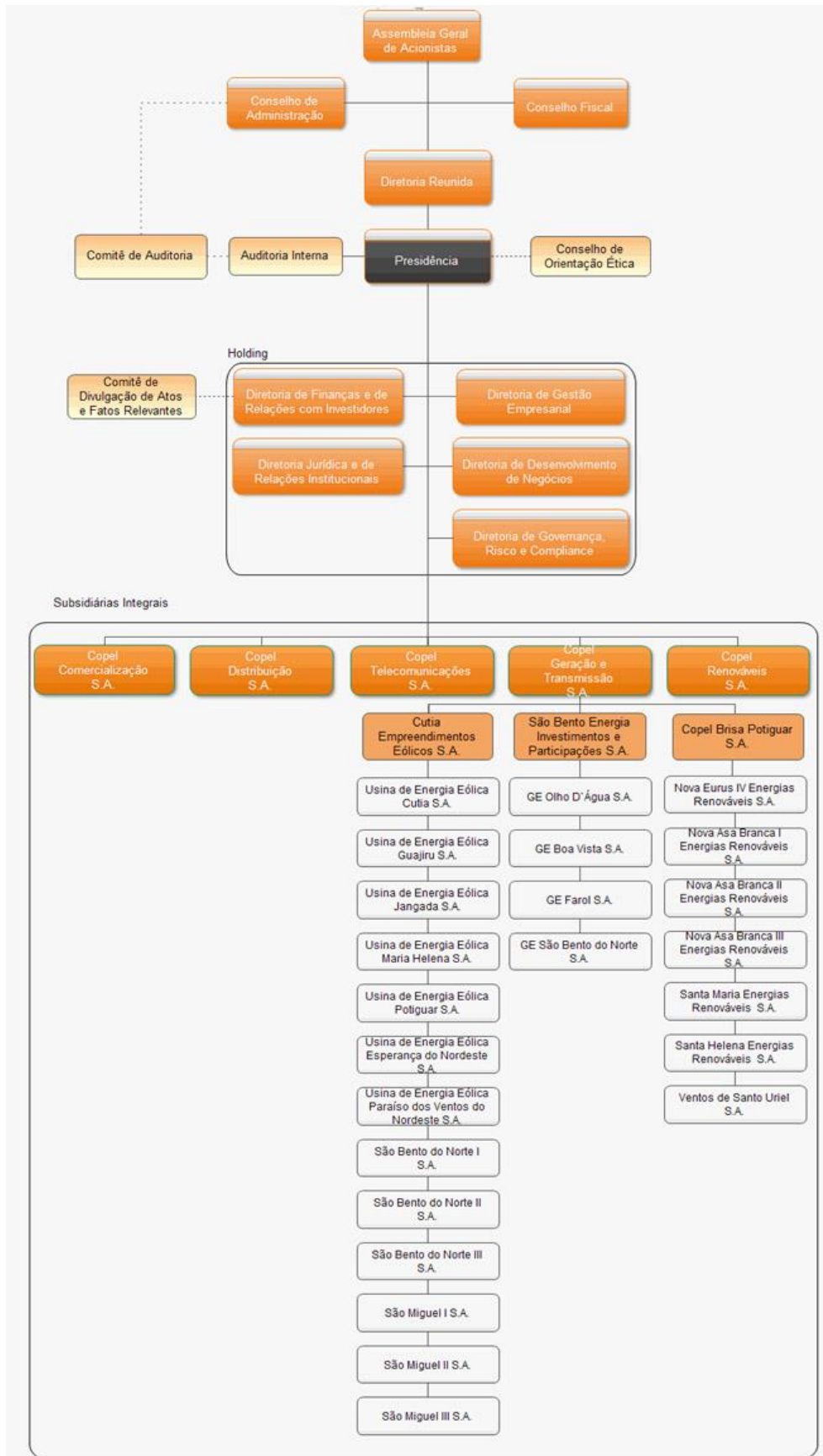
A missão e a visão da Copel estiveram, historicamente, em correspondência com as condições da conjuntura política e econômica em que a companhia estava inserida. Em sua gênese, as mesmas estiveram associadas ao desenvolvimento econômico e social do Paraná, passando a corresponder a imperativos de rentabilidade a partir dos anos 1990 e, atualmente, ambas mantêm um caráter empresarial voltado à noção de sustentabilidade: “Missão: Prover energia e soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade. Visão: Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável.” (COPEL, 2015, n. p.).

Em 2007, houve algumas mudanças legislativas e institucionais que distribuíram os ativos da Copel Transmissão S.A. entre a Copel Distribuição S.A. e a Copel Geração S.A., de modo que esta passou a ser denominada de Copel Geração e Transmissão S.A. Em 2013, foi criada a Copel Renováveis S.A. a fim de explorar o mercado de energias renováveis. Já em 2016, o estatuto social da Copel Participações S.A. foi alterado a fim de fortalecer a atuação da Copel no mercado livre de energia, mudando seu objetivo social e sua denominação para Copel Comercialização S.A.. (COPEL, 2017i).

Sendo assim, atualmente a Copel possui cinco subsidiárias integrais: a Copel Geração e Transmissão S.A., a Copel Distribuição S.A., a Copel Telecomunicações S.A., a Copel Comercialização S.A. e a Copel Renováveis S.A..

Segue o atual organograma da Copel, que contempla a nova estrutura hierárquica da companhia incluindo as subsidiárias e as empresas em que esta detém participação acionária. Destaca-se novos setores voltados à Auditoria além de Conselhos Fiscal, de Administração e de Orientação Ética, bem como as novas diretorias: Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores; Diretoria Jurídica e de Relações Institucionais; Diretoria de Gestão Empresarial; Diretoria de Desenvolvimento de Negócios, Diretoria de Governança, Risco e Compliance.

Imagem 04: Organograma atual da Copel



Fonte: COPEL (2017h).

4.4 O CENÁRIO ATUAL DA COPEL

Atualmente, a Copel atende o estado do Paraná conforme a área de concessão outorgada pela ANEEL, por meio de geração, transmissão, distribuição e venda de eletricidade, e presta serviços como os de telecomunicações por meio de dezoito usinas hidrelétricas, doze usinas eólicas e uma termelétrica, “[...] com capacidade total instalada de 5.025,7 MW, da qual aproximadamente 99,6% é derivada de fontes renováveis. Incluindo a capacidade instalada das empresas de geração em que possuímos participação acionária, nossa capacidade instalada total é de 5.624,7 MW.” (COPEL, 2017i, p. 21).

Cabe dizer que, de acordo com a ANEEL (2017c), a atividade de distribuição de energia no Paraná é compartilhada pela Copel com três empresas: a Cotel, que atende o município de Campo Largo; a Forcel, que atende o município de Coronel Vivida; e a CFLO, que atende o município de Guarapuava e que atualmente faz parte do grupo Energisa. (ABRADEMP, 2017a; ABRADEMP, 2017b; ENERGISA, 2017).

Em junho de 2017 o capital social da Copel era de “[...] R\$ 7.910,0 milhões, composto por ações sem valor nominal e o número atual de acionistas é de 26.816”. O Estado do Paraná detém o controle de 58,6% das ações ordinárias da Copel; enquanto o BNDESPAR detém 26,4%; a Eletrobrás detém 1,1%; as ações sob custódia da Bolsa correspondem a 13,7%, sendo, desse total, 12,8% correspondente à BM&BOVESPA e 0,9% à NYSE; e 0,2% das ações são de outros acionistas. (COPEL, 2017k, n.p.).

De acordo com as concessões cedidas pela ANEEL, a Copel distribui energia elétrica para 394 dos 399 municípios paranaenses e para o município catarinense de Porto União, por meio de 2.522 quilômetros de linhas de transmissão e 195.458,5 quilômetros de linhas de distribuição. (COPEL, 2017i).

Atualmente, a Copel está presente em dez estados brasileiros. Para além dos serviços prestados no Paraná, sua atuação nos outros estados inclui investimentos em: linhas de transmissão em Goiás, Maranhão, Bahia e Minas Gerais; usinas eólicas no Rio Grande do Norte; linhas de transmissão e subestações em São Paulo; usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e subestações no Rio Grande do Sul; anel de fibra óptica, usina de distribuição e linhas de transmissão em Santa Catarina; e usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e subestações no Mato Grosso. (COPEL, 2017j).

Diante disso, a participação da Copel no mercado brasileiro de energia em 2016 correspondeu a 3,2% da geração de eletricidade, 1,8% da transmissão de eletricidade, 6,1% da

distribuição de eletricidade e 2,2% da distribuição de gás. No estado do Paraná, a participação da Copel em 2016 foi de 51% da geração de eletricidade, 24,2% da transmissão de eletricidade, 97,3% da distribuição de eletricidade e 100% da distribuição de gás. (COPEL, 2017j, p. 12).

De acordo com o último relatório anual da Copel publicado em 2017, os negócios atuais da companhia se referem aos seguintes objetivos:

- ampliar nossos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia e de telecomunicações;
- aumentar as vendas de nossa unidade de geração para Consumidores Livres tanto dentro quanto fora do Estado do Paraná;
- buscar melhoria da produtividade no curto prazo e crescimento sustentável no longo prazo;
- esforçar-se para manter os consumidores satisfeitos e nossa força de trabalho motivada e preparada;
- buscar eficiência de custos e inovação;
- alcançar a excelência na transmissão de dados, imagens e voz; e
- pesquisar novas tecnologias no setor de energia para aumentar a produção de energia com fontes renováveis e não-poluentes. (COPEL, 2017i, p. 21-22).

Essas estratégias explicitam os atuais propósitos da Copel que se referem à busca pela eficiência, aumento da produtividade e da inovação e expansão dos serviços para além daqueles relativos à eletricidade que já eram tradicionalmente ofertados pela companhia. Nesse ponto, destacam-se a produção de energia por fontes renováveis e a atenção ao mercado livre de energia.

A Copel Comercialização S.A., criada no intuito fortalecer o posicionamento da companhia no mercado de energia em prol de eficiência, agilidade e flexibilidade na venda de energia, cumpre o papel de fomentar o mercado livre, ainda que a maior parte dos rendimentos da Copel provenha do mercado regulado. (COPEL, 2017i).

Hoje os leilões abertos no mercado regulado ainda são o principal canal pelo qual nossa unidade de distribuição adquire energia para revender aos Consumidores Cativos, e um dos canais de geração de receita de nossa unidade de geração. Nossa unidade de geração só vende energia para nossa unidade de distribuição por meio de leilões no mercado regulado. Além disso, nossa unidade de distribuição, como algumas outras empresas brasileiras de distribuição, também é obrigada a adquirir energia de Itaipu em volume determinado pelo governo brasileiro com base em nossa participação proporcional no mercado de eletricidade brasileiro. (COPEL, 2017i, p. 24).

A tabela 15 demonstra a quantidade de eletricidade gerada, transmitida, distribuída e comercializada pela Copel nos últimos cinco anos, bem como a quantidade de energia gerada

pelos parques eólicos, tanto nos empreendimentos da Copel como naqueles em que a mesma possui participação.

A eletricidade gerada pela Copel Geração e Transmissão S.A. manteve tendência crescente no período, indo de 18.181 GWh em 2012 a 25.850 GWh em 2016, enquanto a eletricidade adquirida de terceiros teve uma queda significativa, de 3.981 GWh em 2012 a apenas 141 GWh em 2016. Cabe destacar que a eletricidade gerada e adquirida não é totalmente repassada devido a perdas técnicas e não técnicas. A eletricidade gerada e adquirida de parques eólicos foi de 979 GWh em 2015 e de 1.218 GWh em 2016. A Copel Distribuição S.A. distribui energia adquirida da Itaipu – que fornece energia para concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste –, sendo que neste período os valores corresponderam de 19 a 20% de toda a energia distribuída, enquanto a maior parte da energia distribuída provém de leilões no mercado regulado. Já a Copel Comercialização S.A. vendeu 59 GWh de energia adquirida de terceiros. O total de energia gerada e adquirida pela Copel foi de 49.458 GWh em 2012 a 57.131 GWh em 2016.

Tabela 15: Eletricidade gerada e adquirida pela Copel 2012-2016 (GWh)

	2012	2013	2014	2015	2016
Copel Geração e Transmissão					
Eletricidade gerada	18.181	24.420	24.605	24.960	25.850
Eletricidade adquirida de terceiros	3.981	2.505	612	401	141
Total de eletricidade gerada e adquirida pela Copel Geração e Transmissão	22.162	26.925	25.217	25.361	25.991
Parques Eólicos					
Eletricidade gerada	-	-	-	662	1.218
Eletricidade adquirida de terceiros	-	-	-	317	-
Total de eletricidade gerada e adquirida pela Copel Renováveis	-	-	-	979	1.218
Copel Distribuição					
Eletricidade adquirida de Itaipu	5.256	5.193	5.870	5.941	5.958
Eletricidade adquirida em leilões – CCEAR - afiliadas	1.316	832	411	215	157
Eletricidade adquirida em leilões – CCEAR - outras	17.457	14.715	16.281	14.419	13.387

Eletricidade adquirida de terceiros	3.267	6.149	6.171	8.419	10.361
Total de eletricidade adquirida pela Copel	27.296	26.889	28.733	28.994	29.863
Distribuição					
Copel Comercialização					
Eletricidade adquirida de terceiros	-	-	-	-	59
Total de eletricidade adquirida pela Copel	-	-	-	-	59
Comercialização					
Total de eletricidade gerada e adquirida pela Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição, Copel Renováveis e Copel Comercialização	49.458	53.814	53.950	55.334	57.131

Fonte: COPEL (2017i).

A tabela 16 mostra a eletricidade total vendida pelas subsidiárias da Copel. Destaca-se que a Copel Geração e Transmissão forneceu em média 13% de energia a consumidores de 2012 a 2016, e que as vendas relativas a contratos bilaterais aumentaram de 1.367 GWh em 2012 para 7.682 GWh em 2016. Em 2012, 69% da eletricidade vendida era ofertada em leilões do mercado regulado, esse valor caiu para 13% em 2016. A eletricidade fornecida no mercado à vista aumentou de 96 GWh para 1.762 GWh de 2012 a 2016. Com relação à venda de energia de fontes renováveis, as vendas foram de 1.033 GWh em 2015 para 1.199 GWh em 2016. A participação das vendas da Copel Distribuição S.A. para o mercado à vista cresceram em 2015 e 2016, chegando a 13% do total das vendas da subsidiária em 2016 e, em contrapartida, a participação das vendas para os consumidores cativos diminuiu de 97% em 2012 para 84% em 2016. As perdas ficaram em torno de 7 a 8% durante o período.

Tabela 16: Eletricidade vendida pela Copel 2012-2016 (GWh)

	2012	2013	2014	2015	2016
Copel Geração e Transmissão					
Eletricidade fornecida aos Consumidores Livres	1.404	4.082	4.016	3.906	3.823
Energia fornecida mediante contratos bilaterais	1.367	5.233	7.392	6.675	7.682
Eletricidade fornecida em leilões – CCEAR –	1.316	832	411	215	157

subsidiárias					
Eletricidade fornecida em leilões – CCEAR - outras	13.780	6.389	4.694	4.457	3.348
Eletricidade fornecida ao mercado à vista - CCEE	96	1.942	1.773	2.137	1.762
Eletricidade fornecida ao Sistema Interligado	3.761	7.855	6.197	7.360	8.575
Total de eletricidade total fornecida pela Copel Geração e Transmissão	21.723	26.332	24.483	24.750	25347
Copel Renováveis					
Eletricidade fornecida em leilões – CCEAR – outras	-	-	-	764	841
Eletricidade fornecida em leilões – CER – outras	-	-	-	269	358
Total de eletricidade total fornecida pela Copel Renováveis	-	-	-	1.033	1.199
Copel Distribuição					
Eletricidade fornecida aos Consumidores Cativos	23.248	22.926	24.208	24.043	22.328
Eletricidade fornecida a distribuidores no Paraná	635	620	699	699	614
 Mercado à vista (CCEE)	36	43	368	910	3.607
Total de eletricidade fornecida pela Copel Distribuição	23.919	23.589	25.275	25.652	26.549
Copel Comercialização					
Eletricidade fornecida para consumidores livres	-	-	-	-	58
Eletricidade fornecida ao mercado à vista – CCEE	-	-	-	-	1
Total de eletricidade fornecida pela Copel Comercialização	-	-	-	-	59
Subtotal	45.645	49.921	49.758	51.435	53.154
Perdas da Copel Geração e Transmissão, da Copel Distribuição e da Copel Renováveis	3.816	3.893	4.192	3.899	3977

Eletricidade total fornecida pela Copel	49.458	53.814	53.950	55.334	57.131
Geração e Transmissão, pela Copel					
Renováveis, pela Copel Distribuição e Copel					
Comercialização, incluindo perdas					

Fonte: COPEL (2017i).

Em 2016, o consumo de energia da Copel, de acordo com as categorias industrial, residencial, industrial, comercial, rural e outras, correspondeu ao seguinte quadro: 36,6% para consumo industrial; 26,5% para consumo residencial; 19,4% para consumo comercial; e 17,5% para consumo rural e outros. “Consumidores industriais e comerciais responderam por aproximadamente 34,3% e 20,4%, respectivamente, de nossas receitas totais de venda aos Consumidores Finais 2016.” Das receitas totais de vendas da Copel em 2016, 26,2% são provenientes de fornecimento de energia ao consumo residencial. (COPEL, 2017i, p. 40).

Tabela 17: Consumo de energia gerada pela Copel por categoria Copel 2016

Categoria	Número de consumidores finais
Industrial	82.075
Residencial	3.597.105
Comercial	382.127
Rural	360.066
Outras	57.454
Total	4.478.827

Fonte: COPEL (2017i, p. 40).

Para atuar no mercado de energia brasileiro, a Copel possui mais de oito mil empregados. Com relação à escolaridade, em 2015, 48,59% desses empregados possuíam ensino superior, sendo que em 2016 esse percentual aumentou para 50,69%. As parcelas de empregados com 2º grau caiu de 49,28% em 2015 para 47,37% em 2016, e de 1º grau caiu de 2,13% em 2015 para 1,94% em 2016. Destaca-se que esses empregados, em sua maioria, possuem entre 30 e 45 anos. (COPEL, 2017j, p. 75-76).

Em 2015, 1.966 mulheres trabalharam na Copel, ocupando 19,9% do total dos cargos de gerência, sendo que esse percentual aumentou para 20,1% em 2016 quando a Copel contava com 1.957 mulheres em seu corpo funcional. O número de empregados negros da

Copel era de 981 em 2015 e de 970 em 2016, sendo que estes ocuparam em 2015 e 2016, 6% e 6,3% do total dos cargos de gerência, respectivamente. (COPEL, 2017j, p. 75-76).

O número de pessoas com deficiências empregadas pela Copel em 2015 e 2016 foi de 207 e 223 pessoas, respectivamente, correspondendo a 2,35% e 2,56% do total de empregados. A participação de aprendizes e de estagiários no corpo funcional da Copel entre 2015 e 2016 diminuíram, de 2,86% para 2,60% e de 3,78% para 3,35%, respectivamente. O número de terceirizados também diminuiu, de 6.457 em 2015 para 5.670 em 2016. (COPEL, 2017j, p. 75-76).

Tabela 18: Indicadores do corpo funcional da Copel (incluindo empresas controladas) 2015-2016

Indicadores	2015	2016
Empregados no final do período	8.813	8.716
Admissões durante o período	234	97
Escolaridade dos empregados(as)		
Total superior e extensão	4.282	4.418
Universitária		
Total 2º grau	4.343	4.129
Total 1º grau	188	169
Faixa etária dos empregados(as)		
De 18 até 30 anos (exclusive)	1.100	878
De 30 até 45 anos (exclusive)	4.257	4.290
De 45 até 60 anos (exclusive)	3.371	3.432
60 anos ou mais	85	116
Mulheres que trabalham na empresa	1.966	1.957
% Mulheres em cargos gerenciais		
em relação ao nº total de mulheres	5,4	5,7
em relação ao nº total de gerentes	19,9	20,1
Negros(as) que trabalham na empresa	981	970
Negros(as) em cargos gerenciais		
em relação ao nº total de negros(as)	3,3	3,6
em relação ao nº total de gerentes	6	6,3
Pessoas com deficiências	207	223

Dependentes	15.580	14.711
Terceirizados	6.457	5.670
Aprendiz(es)	252	227
Estagiários(as)	333	292
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	4.795	4.476
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	1.011	1.128

Fonte: COPEL (2017j, p. 75-76).

4.4.1 Geração de energia

Em 2016, a energia gerada pela Copel (considerando a participação de 51% da energia gerada pela UHE Mauá) totalizou 2.203,1 MW médios. A geração de energia, que varia de acordo com as condições hidrológicas em cada ano, foi de 18.181 GWh em 2012, 24.420 GWh em 2013, 24.605 GWh em 2014, 25.960 GWh em 2015 e 27.068 GWh em 2016. (COPEL, 2017i).

As principais usinas responsáveis pelo total da geração são: Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia); Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo); Governador José Richa (Salto Caxias); Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira); e Mauá. As três primeiras usinas estão localizadas no rio Iguaçu, a usina de Governador Pedro Viriato Parigot de Souza – que é a maior usina hidrelétrica subterrânea da região Sul do Brasil – está localizada no rio Capivari, enquanto a usina de Mauá – na qual a Copel tem participação de 51% e a Eletrosul de 49% - está localizada no rio Tibagi. (COPEL, 2017i).

As demais usinas em que a Copel detém participação são as seguintes: O Complexo Elejor, a Usina Dona Francisca e a PCH Arturo Andreoli (Usina Hidrelétrica de Foz do Chopim). O Complexo Elejor abrange as usinas hidrelétricas de Santa Clara e Fundão mais duas pequenas centrais hidrelétricas localizadas no rio Jordão no Paraná, com capacidade instalada total de 246,5 MW, e a Copel possui participação de 70% do total de ações ordinárias. A Copel também detém participação de 23,03% nas ações ordinárias da Usina Dona Francisca, localizada no rio Jacuí no Rio Grande do Sul, e 35,77% das ações da PCH Arturo Andreoli (Usina Hidrelétrica de Foz do Chopim), localizada no rio Chopim.

Com relação à energia eólica, a Copel opera a Usina de Palmas no Paraná e mais outros empreendimentos no Rio Grande do Norte. A Usina de Palmas possui capacidade instalada de 2,5 MW com 0,5 MW médios de energia assegurada, valores inferiores aos de todas as usinas localizadas no Rio Grande do Norte. A usina de São Bento Energia, que conta com quatro parques eólicos (Boa vista, Olho d'Água, São Bento do Norte e Farol) possui capacidade instalada de 94 MW e energia assegurada de 46,3 MW médios. O Complexo Eólico Copel Brisa Potiguar possui sete parques eólicos (Asa Branca I, Asa Branca II, Asa Branca III, Eurus, Santa Helena, Santa Maria e Santo Uriel) com capacidade instalada de 183,6 MW e energia assegurada de 92,6 MW médios. A Copel também possui participação de 49% de São Miguel do Gostoso I no Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de 108 MW e energia assegurada de 57,1 MW médios por meio de quatro parques eólicos, Carnaúbas, Reduto, Santo Cristo e São João.

A Copel também possui participação nas usinas termelétricas de Araucária e Figueira, que possuem capacidade instalada de 484,1 MW e 20 MW, respectivamente. A Copel possui 80% de participação na usina de Araucária, que é movida a gás natural. Já a usina de Figueira é movida a carvão proveniente e está localizada no vale do Rio do Peixe onde se situa a principal bacia carbonífera do estado do Paraná.

A Copel também está desenvolvendo projetos como o Gera Rural, que possui investimentos na geração de energia proveniente de resíduos agropecuários e de radiação solar, por exemplo, criando sistemas autossuficientes de geração autônoma em comunidades rurais que auxiliam na diversificação da matriz energética do estado. O Gera Rural, com apoio de universidades, entrou em operação em 2016 no município de Entre Rios do Oeste por meio da instalação de biodigestores para geração de biogás em propriedades de suinocultores, e também prevê instalações de painéis solares em unidades escolares do estado. (COPEL, 2017j).

4.4.2 Transmissão de energia

As linhas de transmissão da Copel fornecem energia para todo o estado do Paraná e para outros estados por meio do Sistema Interligado de Transmissão. “Nosso sistema de transmissão abrange todos os nossos ativos de 230 kV ou voltagem superior e uma pequena parcela dos ativos de 69 kV e 138 kV, que são usados para transmitir a energia que geramos e a energia que recebemos de outras fontes.” (COPEL, 2017i, p. 34). Eletrosul e Furnas também

são responsáveis pelo sistema de transmissão do Paraná, a Eletrosul pelo sistema que interliga a região Sul e Furnas pela transmissão da energia gerada pela Itaipu.

Atualmente, realizamos a operação e a manutenção de 2.574 km de linhas de transmissão, trinta e quatro (34) subestações no Estado do Paraná e duas (2) subestações no estado de São Paulo. Além disso, temos participação com outras empresas para operar 4.025 km de linhas de transmissão e nove (9) subestações através de sociedades com propósito específico (SPEs). (COPEL, 2017i, p. 34).

Sendo assim, além dos 2.574 Km de linhas de transmissão do sistema em que a Copel Geração e Transmissão S.A. é responsável pela operação e manutenção, a mesma também possui participação em oito empresas subsidiárias (SPEs) para operar em outras linhas de transmissão e subestações. (COPEL, 2017i).

A seguir, a tabela 19 demonstra dados relativos às redes de transmissão e distribuição da Copel de 2012 a 2016.

Tabela 19: Evolução das redes de transmissão e distribuição da Copel 2012-2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Linhas de transmissão					
(Km):					
230 kV e 500 kV	2.010,70	2.160,90	2.197,30	2.398,80	2.514,00
138 kV	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
69 kV	5,4	5,4	-	-	-
Linhas de distribuição					
(Km):					
230 kV	68,3	63,3	123,5	129,6	165,5
138 kV	4.880,10	5.054,70	5.153,50	5.866,60	5.970,30
69 kV	968,5	932,5	727,2	695,3	695,4
34,5 kV	81.253,30	81.546,10	82.232,50	83.347,40	84.071,30
13,8 kV	99.195,10	100.279,80	101.688,70	103.488,20	104.556,00
Capacidade de					
Transformação (MVA):					
Subestações de transmissão e distribuição	19.454,80	20.576,50	21.649,70	21.727,20	22.535,40

(69kV – 500 kV)					
Subestações elevadoras de geração	5.006,80	5.006,80	6.312,40	6.312,40	6.335,00
Subestações de distribuição (34,5 kV)	1.504,80	1.480,20	1.545,00	1.517,20	1.488,50
Transformadores de distribuição	10.325,30	10.882,20	11.278,20	12.032,70	12.548,20
Perdas totais de energia	7,70%	7,20%	7,80%	7,00%	7,00%

Fonte: COPEL (2017i, p. 33).

4.4.3 Distribuição de energia

O sistema de distribuição da Copel “[...] consiste de ampla rede de linhas aéreas e subestações com tensões de até 138 kV e uma pequena parcela de nossos ativos de 230 kV”, sendo a tensão mais baixa fornecida para consumo residencial e pequenas unidades comerciais e industriais, enquanto a tensão mais alta é fornecida para consumo industrial e comercial em unidades consumidoras de maior porte. “Em 31 de dezembro de 2016, fornecíamos eletricidade a uma área geográfica que abrangia 98% do Paraná e atendíamos a mais de 4,4 milhões de consumidores.” (COPEL, 2017i, p. 36).

Ressalta-se que a rede de distribuição da Copel “[...] inclui 195.458,5 km de linhas de distribuição, 417.689 transformadores de distribuição e 223 subestações de distribuição de 34,5 kV, 35 subestações de 69 kV e 106 subestações de 138 kV.” (COPEL, 2017i, p. 36).

Essa rede se expande com o maior alcance do sistema a consumidores atendidos pelos programas de eletrificação rural, por exemplo, e para suprir o crescimento futuro da demanda dentro da área de concessão. O Programa Mais Clic Rural da Copel é um exemplo desse esforço de fomento a investimentos em reforço de rede nos setores mais sensíveis à qualidade de fornecimento de eletricidade, que são os setores de suinocultores, de fumicultores, de aviários e de produtores de leite do estado. (COPEL, 2017j).

Nossas perdas totais de distribuição de energia (incluindo o sistema de transmissão, perdas técnicas e comerciais) totalizaram 12,8% do total de energia disponível em 2016, sendo (i) 1,9% referente a perdas na rede básica, (ii) 6,3% das perdas técnicas e (iii) 4,6% das perdas não técnicas. (COPEL, 2017i, p. 37).

A ANEEL mensura a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras por meio de dados coletados com relação ao tempo e à frequência com que houve interrupção de fornecimento de eletricidade para as unidades consumidoras. A duração das interrupções por cliente por ano é denominada de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), enquanto a frequência de interrupções por cliente por ano é denominada de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). (ANEEL, 2017b).

A tabela 20 mostra a evolução dos chamados indicadores de continuidade (DEC e FEC) da Copel Distribuidora S.A. no período de 2012 a 2016. Os dados demonstram que os maiores índices, tanto de DEC quanto de FEC, são relativos ao ano de 2014, em que a duração das interrupções no fornecimento de energia por consumidor duraram em média 14 horas e 01 minuto e a frequência média de interrupções por consumidor foi de 9,08 vezes por ano. Para todo o período os indicadores da Copel apresentam valores menores que os da média nacional. (ANEEL, 2017d).

Tabela 20: Evolução de DEC e FEC da Copel 2012-2016

Ano	DEC	FEC	Média DEC nacional	Média FEC nacional
2012	10h15min	7,84	18h66min	11,1
2013	11h37min	8,06	18h35min	10,5
2014	14h01min	9,08	18h06min	10,1
2015	13h40min	8,33	18h59min	9,86
2016	10h49min	7,23	15h82min	8,87

Fonte: COPEL (2017i).

4.4.4 Outros negócios da Copel

A compra de energia da Itaipu no ano de 2016 foi de 5.958 GWh de eletricidade, o que corresponde a 9,3% de toda energia gerada pela Itaipu e 10,4% da disponibilidade total de eletricidade da Copel no ano de 2016, sendo 20,0% da disponibilidade da Copel Distribuição S.A.. O restante da energia produzida é distribuída para os demais estados da região Sul, Sudeste e Centro-Oeste que, juntamente com o Paraná, são responsáveis pelo consumo da parte brasileira gerada pela Itaipu. (COPEL, 2017i).

As tarifas pelas quais essas companhias são obrigadas a comprar energia de Itaipu são fixadas para cobrir as despesas operacionais de Itaipu e o pagamento do principal e juros dos empréstimos de Itaipu em dólares americanos, assim como o custo de transmissão até suas áreas de concessão. Essas tarifas são expressas em dólares americanos e foram fixadas em US\$ 28,73 por kW em 2017.

Em 2016, pagamos uma tarifa média de R\$ 182,9 por MWh pela energia adquirida de Itaipu, contra R\$ 263,89 por MWh em 2015. Esses números não incluem a tarifa de transmissão que as companhias de distribuição devem pagar pela transmissão de energia de Itaipu. (COPEL, 2017i, p. 38).

A Copel também possui participação na usina nuclear de Angra dos Reis no Rio de Janeiro. A Copel Distribuição S.A. comprou 1.026 GWh da Usina de Angra em 2016, havia comprado 1.051 GWh em 2015 e 1.046 GWh em 2014. (COPEL, 2017i). Outros negócios da Copel atualmente são relativos aos mercados de telecomunicações, água e saneamento e gás natural.

Desde 1998, a Copel Telecomunicações S.A. possui autorização da Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL para oferecer serviços de telecomunicações nos Estados do Paraná e Santa Catarina por meio de uma rede de cabos de fibra óptica que totalizava 31.117 quilômetros em 2016, atendendo a todos os municípios do Paraná e dois municípios no Estado de Santa Catarina. (COPEL, 2017i).

Atendemos a maioria dos principais operadores brasileiros de telecomunicações que operam no Estado do Paraná. No total, possuímos clientes pessoa jurídica, incluindo supermercados, universidades, bancos, provedores de internet e redes de televisão e clientes do varejo). Também prestamos uma série de serviços diferentes de telecomunicações a nossas subsidiárias. (COPEL, 2017i, p. 43).

Atualmente, a Copel possui 45% das ações da Sercomtel Telecomunicações S.A., que possui concessões da ANATEL para fornecimento de telefonia fixa e móvel em Londrina e Tamarana, bem como para fornecimento de serviços de telefonia às demais cidades do estado do Paraná. A “Sercomtel tem concessões da ANATEL para fornecer serviços de televisão a cabo em São José (Estado de Santa Catarina) e Osasco (Estado de São Paulo) e transmissão de televisão por ondas de rádio em Maringá (Estado do Paraná).” (COPEL, 2017i).

Por meio de uma reestruturação em sua participação acionária de 30% na Dominó Holdings S.A. que, por sua vez, detinha participação na Companhia de Saneamento do Paraná (Sanepar), companhia que “[...] fornece água a aproximadamente 10,8 milhões de pessoas e saneamento a 7,1 milhões de pessoas em 345 localidades urbanas e rurais no Estado do Paraná”, a Copel adquiriu de forma indireta ações ordinárias remanescentes da Sanepar. (COPEL, 2017i, p. 44).

Em janeiro de 2017, possuíamos (i) de forma indireta, por meio da Copel Comercialização S.A., 49% das 16.237.359 ações ordinárias remanescentes da Sanepar detidas pela Dominó Holdings, o que representa 1,6% de seu capital votante, e (ii) de forma indireta, 36.343.267 ações preferenciais da Sanepar, ou 7,2% de seu capital total. O estado do Paraná detém agora 89,8% do capital votante total da Sanepar e 29,9% de seu capital total. (COPEL, 2017i, p. 44).

A Copel também possui 51% de participação na Compagás, empresa que detém direitos exclusivos de fornecimento de gás canalizado no estado do Paraná.

A Compagás opera a rede de distribuição de gás no Estado do Paraná, com 800 km de extensão em 2016, um aumento de 2,5% em comparação com 780 km em 2015. Em 2016, a receita líquida da Compagás foi de R\$ 542,8 milhões, uma redução de 61% comparado com 2015, e o lucro líquido foi de R\$ 5,0 milhões, uma redução de 78,5% comparado com 2015. Os clientes da Compagás incluem usinas termelétricas, usinas de cogeração, postos de combustíveis, outras empresas e residências. (COPEL, 2017i).

Diante do exposto, fica evidente que a gestão da Copel nos últimos anos está pautada em estratégias de aumento da eficiência e competitividade aliadas às medidas de responsabilidade social e ambiental. Considerando que a atuação no mercado energético incorre no risco de impacto ambiental e social, é delegada às empresas que oferecem serviços nesse segmento a aplicação dessas medidas socioambientais e o desenvolvimento de pesquisas capazes de criar soluções para esses entraves.

A Copel é atualmente a maior empresa do estado do Paraná, responsável por grande parte dos serviços relativos à energia prestados em todo o território estadual e, diante disso, possui um papel de grande relevância na composição da matriz energética do Paraná. Por fim, nesse ponto cabe dizer que a coordenação desses serviços por parte do Estado do Paraná, para além de tornar a atuação da Copel intimamente ligada ao desempenho dos indicadores econômicos do estado, a torna, em grande medida, detentora da capacidade de promover a segurança energética do estado.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho buscou analisar a composição atual da matriz energética paranaense e a atuação da Companhia Paranaense de Energia – Copel nos processos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia no estado do Paraná.

Primeiramente, foi apresentada a evolução histórica da matriz energética brasileira, por meio de uma análise do desenvolvimento do setor energético brasileiro, que passou por diversas fases de acordo com as condições econômicas e institucionais da economia brasileira. Demonstrou-se que durante o padrão agroexportador, as fontes de energia consumidas no Brasil eram essencialmente a lenha e o carvão, que atendiam às demandas da economia ainda pouco urbanizada. Com o processo de industrialização e urbanização do país, a demanda por eletricidade cresceu drasticamente, demarcando um período de diversas mudanças institucionais que culminariam na consolidação da energia hidráulica. O uso de petróleo e derivados também começa a ganhar força, fomentando a participação de combustíveis fósseis nas matrizes energéticas de diversos países, que passam a utilizá-lo em grande escala e em diversos setores da indústria.

Após a década de 1970, com as elevações nos preços do petróleo, a matriz energética brasileira sofre alterações significativas, e a diversificação das fontes que a compunham se torna fundamental para sanar os efeitos da crise energética pela qual a economia brasileira passou na década de 1980. Isso ocorreu em um cenário de recessão econômica, que agravou as condições do setor energético que, naquele momento, deparava-se com uma grande demanda de energia advinda da expansão do parque industrial brasileiro.

A crise culminou em mudanças expressivas na organização e coordenação do setor energético, principalmente a partir da década de 1990, quando o modelo de desenvolvimento ancorado na intervenção estatal passa a ser questionado. Assim, foram apresentadas as alterações no setor energético brasileiro nos anos 1990 – especialmente do setor elétrico –, que ocorrem em consonância com a reestruturação do modelo de crescimento da economia brasileira, que passou por um processo de abertura comercial e financeira. Por fim, são apresentadas as alterações na matriz energética brasileira nos anos 2000 e sua composição atual, apresentando dados relativos à oferta, consumo e participação de fontes renováveis.

Na sequência, foi analisada a composição da matriz energética paranaense. A partir de uma breve análise histórica da economia paranaense e da atuação do setor energético no estado, percebeu-se que este ganhou força com a consolidação do processo de industrialização

do Paraná que ocorreu na década de 1970, quando o estado ganhou maior dinâmica urbana e industrial aumentando a produção primária e a oferta interna de energia. Observou-se que a principal fonte energética disponível no Paraná é a hidráulica, responsável por grande parte da geração de energia no estado devido a grande bacia hidrográfica presente em seu território.

Foram analisados dados das unidades de geração de energia no estado desagregados por fonte energética, sendo estas fontes renováveis e fósseis. No item relativo às fontes renováveis de energia, observou-se a predominância de energia hidráulica que possibilita o aproveitamento da abundância de recursos hídricos no estado, que possui grande número de usinas hidrelétricas de pequeno e de grande porte (localizadas especialmente no rio Iguazu). Nesse ponto, ressaltou-se também a presença da Itaipu como fornecedora de energia não somente para o Paraná, mas também para outros estados brasileiros e para o Paraguai. A expansão planejada de usinas do Paraná para os próximos também prevê investimentos especialmente em energia hidráulica.

As outras fontes renováveis presentes na matriz energética paranaense são a biomassa (incluindo geração de etanol, biodiesel, biogás e biomassa florestal), a energia solar e a energia eólica. Quanto à biomassa, que possui um grande potencial de aproveitamento de recursos abundantes no estado para geração de eletricidade e de biocombustíveis, os dados revelaram que a predominância de usinas de biogás que, em sua maioria, utilizam resíduos da indústria de alimentos e bebidas e da suinocultura. As usinas do setor sucroenergético também estão presentes no estado em maior número, produzindo etanol a partir da cana-de-açúcar. Há também usinas que produzem energia a partir de biomassa florestal, como lenha e resíduos de madeira, e de biodiesel, sendo que nestas a soja destaca-se como principal combustível.

Os potenciais solar e eólico do estado ainda são pouco explorados. A energia solar é aproveitada em geral por unidades de micro e minigeração distribuída, sendo que a viabilidade da instalação de usinas fotovoltaicas no estado ainda está sendo estudada. O mesmo ocorre com a geração de energia eólica, sendo que atualmente há apenas uma usina eólica em operação no Paraná. Diante disso ressalta-se a importância de pesquisas e projetos que viabilizem o aproveitamento dessas fontes energéticas no estado devido à necessidade de diversificar a matriz energética que, em grande medida, é dependente de energia hidráulica e, portanto, de condições pluviométricas e da possibilidade de expansão da rede de usinas hidrelétricas que é limitada, considerando que o Paraná já tem grande parte de seu potencial hídrico aproveitado.

Com relação às fontes fósseis de energia, o presente trabalho analisou as seguintes fontes: petróleo e derivados, carvão mineral e gás natural. No Paraná, a atividade de refino de petróleo é concentrada em uma única refinaria localizada no município de Araucária. Percebeu-se que os principais derivados de petróleo produzidos no estado são o óleo diesel e a gasolina do tipo A, sem adição de etanol. O Paraná também possui uma unidade de industrialização de xisto pirobetuminoso localizada em São Mateus do Sul, fornecendo matéria-prima para diversas indústrias como a de combustíveis e a agrícola, dentre outras.

A geração de energia por meio de carvão mineral é pequena no Paraná, que possui duas jazidas de carvão mineral, correspondendo a menos de 1% dos recursos carboníferos brasileiros. Destaca-se que há apenas uma usina termelétrica em operação que aproveita esses recursos. Quanto ao gás natural, os dados demonstraram que há duas usinas em operação e apenas uma companhia responsável pela distribuição em todo o estado.

Após analisar a composição da matriz energética paranaense, este estudo apresentou a evolução histórica e dados sobre a atuação atual da Companhia Paranaense de Energia – Copel, que é responsável por grande parte do aproveitamento dos recursos energéticos paranaenses, especialmente com relação à eletricidade, que em 2016 teve participação da Copel em 51% da geração, 24,2% da transmissão e 97,3% da distribuição de energia elétrica para o estado. Sendo assim, a importância de se analisar a Copel para este estudo parte da sua grande capacidade de atender às demandas energéticas do estado nos segmentos em que atua.

Destacou-se a importância da Copel para a industrialização e urbanização do Paraná desde sua criação, em um momento em que esta era responsável pela geração de eletricidade para o crescimento econômico do estado. Foram discutidas as mudanças organizacionais e operacionais que a companhia passou durante a década de 1990 e que alteraram significativamente sua atuação, de modo que a mesma passou a expandir seus interesses em outros segmentos de mercado e a alinhar suas estratégias a uma ótica empresarial. Ademais, destaca-se que nova postura da Copel a partir dos anos 2000, alinhada às exigências do setor energético estimulou a atenção às fontes renováveis de energia, de modo que atualmente a atuação da Copel está voltada para a noção de sustentabilidade.

Foram apresentados dados de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia pela companhia nos últimos anos. Analisou-se as participações desta em outros segmentos e em outros estados brasileiros, demonstrando que a atuação da Copel tem se expandido por todo o território nacional.

Por fim, cabe destacar a importância da Copel para a economia paranaense, ao exercer um papel decisivo no suprimento energético do estado. Estando sob o controle do Estado do Paraná, cabe dizer que a Copel constitui-se em um importante instrumento de política energética, o que exige mais do que a preocupação com a segurança no abastecimento, mas também com a valorização dos recursos disponíveis no estado, com a eficiência energética e com a responsabilidade ambiental e social que a natureza de suas atividades requer.

6. REFERÊNCIAS

ABRADEMP. **Forcel - Força e Luz Coronel Vivida Ltda.** 2017a. Disponível em: <http://www.abrademp.com.br/site/associada.php?id=12>. Acesso em: 16 de novembro de 2017.

_____. **Cocel - Cia Campolarguense de Energia.** 2017b. Disponível em: <http://www.abrademp.com.br/site/associada.php?id=6>. Acesso em: 16 de novembro de 2017.

ABRAPCH. **O que são PCHs e CGHs.** 2017. Disponível em: <http://www.abrapch.org.br/pchs/o-que-sao-pchs-e-cghs>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

ABREU, Marcelo de Paiva. **Inflação, estagnação e ruptura: 1961-1964.** In: ABREU, Marcelo de Paiva (Org). *A ordem do progresso: cem anos de política econômica republicana, 1889-1989.* Rio de Janeiro: Elsevier, 1990. pp. 197-212.

AEN. **Indústria automotiva e quebra de safra afetaram PIB em 2014.** 2016. Disponível em: <http://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=91802>. Acesso em: 17 de outubro de 2017.

_____. **Indústria do Paraná reage em dezembro e cresce 6,5%.** 2017. Disponível em: <http://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=92634&tit=Industria-do-Parana-reage-em-dezembro-e-cresce-65>. Acesso em: 28 de outubro de 2017.

ANDRADE, André Luiz Campos de. *A matriz energética brasileira: trajetória histórica e situação atual.* In: ANDRADE, André Luiz Campos de. **Energia e mudanças climáticas: uma discussão da matriz energética brasileira e da importância do setor de transportes.** Dissertação de mestrado. Programa de Pós Graduação em Economia - PPGECO. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Florianópolis - SC: 2010. pp. 49-89. Disponível em: <http://www.tede.ufsc.br/teses/PCNM0219-D.pdf>. Acesso em: 23 de março de 2017.

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração.** 2017a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/ResumoEstadual.asp>. Acesso em: 30 de outubro de 2017.

_____. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC).** 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Acesso em: 12 de novembro de 2017.

_____. **Aspectos institucionais.** 2017c. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_4_1.htm. Acesso em: 15 de novembro de 2017.

_____. **DEC e FEC apurados.** 2017d. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/dados/qualidade>. Acesso em: 16 de novembro de 2017.

_____. **Geração distribuída.** 2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

ANP. Tabela 2.56 – Dependência externa de petróleo e seus derivados – 2007-2016. In: **Anuário estatístico 2017**. 2017a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017#Seção 2>. Acesso em: 01 de outubro de 2017.

_____. **Dados estatísticos**. 2017b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos/>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

ARAÚJO, Maria Celina. **Comissão Mista Brasil-Estados Unidos**. Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil – CPDOC. Fundação Getúlio Vargas - FGV. 2017. Disponível em: <http://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas2/artigos/EleVoltou/ComissaoMista>. Acesso em: 14 de outubro de 2017.

ARAÚJO, João Lizardo Rodrigues Hermes de; OLIVEIRA, Adilson. **Resposta do setor industrial brasileiro ao segundo choque do petróleo e à recessão**. Parte III: A substituição do petróleo. In: ROSA, Luiz Pinguelli (Org.). *Energia e crise*. Petrópolis: Vozes, 1984. pp. 121-138.

BARBALHO, Arnaldo Rodrigues. **Energia e desenvolvimento no Brasil**. Rio de Janeiro: Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS: Memória da Eletricidade, 1987.

BRASIL. **Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm. Acesso em: 04 de setembro de 2017.

_____. **Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm. Acesso em: 04 de setembro de 2017.

BRUSTOLIN, Rosicler do Rocio; CASTAGNA, Annemarlen Gehrke; ANGELO, Elisangela Andrade. **Análise da matriz energética do estado do Paraná**. In: PEREIRA, Thulio Cícero Guimarães (Org.). *Energias renováveis: políticas públicas e planejamento energético*. Curitiba: Copel, 2014. pp. 130-152.

CALABI, Andrea Sandro; et. al. **A energia e a economia brasileira: interações econômicas e institucionais no desenvolvimento do setor energético no Brasil**. São Paulo: Pioneira, Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas - FIPE, 1983.

CALICCHIO, Vera. **Missão Abbink**. Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil – CPDOC. Fundação Getúlio Vargas - FGV. 2017. Disponível em: <http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/missao-abbink>. Acesso em: 14 de outubro de 2017.

CANTON, Maicon. **Energias renováveis no contexto do setor elétrico brasileiro: fundamentos e perspectivas de atuação da Companhia Paranaense de Energia – Copel**.

Dissertação de metrado. Programa de Pós Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento. Universidade Federal do Paraná – UFPR. Curitiba: 2014.

CASA CIVIL. **PIB do Estado cai menos que o nacional e deve crescer 1,5% em 2017.** 2017. Disponível em: <http://www.casacivil.pr.gov.br/2017/03/92963,10/PIB-do-Estado-cai-menos-que-o-nacional-e-deve-crescer-15-em-2017.html>. Acesso em: 17 de outubro de 2017.

CASTAGNA, Annemarlen Gehrke et. al. **Crise energética e planejamento energético no Paraná.** In: Revista Paranaense de Desenvolvimento. v. 31. n. 130. Curitiba, 2016. pp. 63-81.

CASTRO, Lavínia Barros de. **Privatização, abertura e desindexação:** a primeira metade dos anos 90. In: GIAMBIAGI, Fabio. et. al.. Economia Brasileira Contemporânea. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005. pp. 141-165.

COMPAGÁS. **Sobre a Compagás.** 2017. Disponível em: <http://www.compagas.com.br/index.php/a-compagas/sobre-a-compagas>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

COPEL. **Balanco energético do Paraná 2010:** ano base 2009. Curitiba, 2011. Disponível em: [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/balanco_energetico_do_parana-2010-ano_base_2009/\\$FILE/Balanco_Energetico_do_Parana-2010-Ano_Base_2009.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/balanco_energetico_do_parana-2010-ano_base_2009/$FILE/Balanco_Energetico_do_Parana-2010-Ano_Base_2009.pdf). Acesso em: 24 de março de 2017.

_____. **Missão e visão.** 2015. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Facopel%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FBFC1B440D2ACDA780325740B00691C01>. Acesso em: 10 de novembro de 2017.

_____. **Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras 2016.** Curitiba, 2016.

_____. **Áreas de atuação.** 2017a. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/acopel/atuacao.jsp>. Acesso em: 24 de março de 2017.

_____. **História da Copel.** 2017b. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Facopel%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F6505401715872FAA032573FA0069734F>. Acesso em: 24 de março de 2017.

_____. **História da energia no Paraná.** 2017c. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F0%2F938F473DCEED50010325740C004A947F>. Acesso em: 15 de maio de 2017.

_____. **Fontes de energia.** 2017d. <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Fgeracao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F7E28ACE6262257E9032574A20047EE88>. Acesso em: 15 de maio de 2017.

_____. **Eólica.** 2017e. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2>

[.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F301dc3a7702b129303257405005c2fdb.](#)

Acesso em: 31 de outubro de 2017.

_____. **Decreto n. 14.947/54.** In: Estatuto Social - Copel. 2017f. Disponível em: [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/estatuto_port/\\$FILE/estatuto_port.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/estatuto_port/$FILE/estatuto_port.pdf). Acesso em: 04 de novembro de 2017.

_____. **Formulário Cadastral 2017.** 2017g. Disponível em: <http://ri.copel.com/ptb/9167/69183.pdf>. Acesso em: 08 de novembro de 2017.

_____. **Organograma.** 2017h. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F6A4717FF2AF94998032573FA0071A299>. Acesso em: 09 de novembro de 2017.

_____. **Formulário 20-F.** 2017i. Disponível em: http://ri.copel.com/ptb/8647/20-F_port.pdf. Acesso em: 10 de novembro de 2017.

_____. **Relatório de sustentabilidade 2016.** 2017j. Disponível em: [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2016/\\$FILE/RelAnual16.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2016/$FILE/RelAnual16.pdf). Acesso em: 11 de novembro de 2017.

_____. **Composição acionária.** 2017k. Disponível em: <http://ri.copel.com/ptb/composicao-acionaria>. Acesso em: 12 de novembro de 2017.

ENERGISA. **Agências de atendimento:** Paraná. 2017. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Paginas/canais-de-atendimento/agencias-de-atendimento.aspx>. Acesso em: 16 de novembro de 2017.

EPE. **Geração termelétrica – carvão mineral.** In: Plano Nacional de Energia 2030. 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_6.pdf. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

_____. **Balanco Energético Nacional 2006:** ano base 2005. 2006. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/BEN2006_Versao_Completa.pdf. Acesso em: 20 de setembro de 2017.

_____. **Balanco Energético Nacional 2016:** ano base 2015. 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal.aspx?anoColeta=2017&anoFimColeta=2016>. Acesso em: 20 de setembro de 2017.

_____. **Relatório síntese Balanco Energético Nacional 2017:** ano base 2016. 2017. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf. Acesso em: 20 de setembro de 2017.

_____. **WEBMAP EPE:** Sistema de informações geográficas do setor energético brasileiro. 2017b. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: 26 de outubro de 2017.

FIEP. **Panorama industrial do Paraná**. 2016. Disponível em: http://reitoria.ifpr.edu.br/wp-content/uploads/2013/12/Paranorama_Industrial_do_Parana-2016-FIEP.pdf. Acesso em: 28 de outubro de 2017.

FRANCO, Flávio Ney da Silva. **O processo de adaptação estratégica da Companhia Paranaense de Energia às mudanças do arranjo institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Florianópolis, 2002.

GALVÊAS, Ernane. **A crise do petróleo**. Rio de Janeiro: APEC, 1985.

GIAMBIAGI, Fabio. **Estabilização, reformas e desequilíbrios macroeconômicos: os anos FHC**. In: GIAMBIAGI, Fabio. et. al.. *Economia Brasileira Contemporânea*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005. pp. 166-195.

GIL, Antonio Carlos. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 1994.

IAPAR. **Programa Paranaense de bioenergia**. s.d. Disponível em: <http://www.iapar.br/arquivos/File/bioenergia.pdf>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

IPARDES. **Perfil do estado do Paraná**. 2017a. Disponível em: http://www.ipardes.gov.br/perfil_municipal/MontaPerfil.php?codlocal=1000&btOk=ok. Acesso em: 17 de outubro de 2017.

_____. **Análise Conjuntural**. v. 39. n.7-8. Curitiba, julho/agosto de 2017. 2017b. Disponível em: http://www.ipardes.gov.br/biblioteca/docs/bol_jul_ago_2017.pdf. Acesso em: 17 de outubro de 2017.

_____. **Análise Conjuntural**. v. 39. n.1-2. Curitiba, janeiro/fevereiro de 2017. 2017c. Disponível em: http://www.ipardes.gov.br/biblioteca/docs/bol_jan_fev_2017.pdf. Acesso em: 18 de outubro de 2017.

ITAIPU. **Fórum debaterá redução do pedágio e extração do gás de xisto**. 2016. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/forum-debater-a-reducao-do-pedagio-e-extracao-do-gas-de-xisto>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

_____. **A história da maior hidrelétrica do mundo**. 2017a. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>. Acesso em: 30 de outubro de 2017.

_____. **Atlas inédito mostra potencial energético do Paraná**. 2017b. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/atlas-inedito-mostra-potencial-energetico-do-parana>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

KOEHLER, Carlos; ROSA, Luiz Pinguelli; AROUCA, Mauricio Cardoso. **O excedente de energia elétrica causado pela crise e o estímulo tarifário a eletrotermia**. Parte II: A energia elétrica e a questão nuclear. In: ROSA, Luiz Pinguelli (Org.). *Energia e crise*. Petrópolis: Vozes, 1984. pp. 63-84.

LAGO, Luiz Aranha Corrêa do. A retomada do crescimento e as distorções do “milagre”: 1967-1973. In: ABREU, Marcelo de Paiva (Org). A ordem do progresso: cem anos de política econômica republicana, 1889-1989. Rio de Janeiro: Elsevier, 1990. pp. 233-294.

LEITE, André Luís da Silva. **Modelo de mercado de capacidade com hedge para o setor elétrico brasileiro**. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Florianópolis, 2003.

LOURENÇO, Gilmar Mendes. **A Petrobrás e a industrialização do Paraná**. Análise Conjuntural. v. 25. n. 5-6. Curitiba: IPARDES, 2003. pp. 18-20. Disponível em: http://www.ipardes.gov.br/biblioteca/docs/bol_25_3e.pdf. Acesso em: 28 de outubro de 2017.

MAGALHÃES FILHO, Francisco. **Evolução histórica da economia paranaense**. In: Revista Paranaense de Desenvolvimento. n. 87. Curitiba: 1996. pp. 131-148. Disponível em: <http://www.ipardes.pr.gov.br/ojs/index.php/revistaparanaense/article/view/344>. Acesso em: 20 de outubro de 2017.

MARCONI, Marina de Andrade; LAKATOS, Eva Maria. **Técnicas de pesquisa: planejamento e execução de pesquisas, amostragens e técnicas de pesquisas, análise e interpretação de dados**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

MELO, Fernando Homem de; FONSECA, Eduardo Gianetti da. **Proálcool, energia e transportes**. São Paulo: Pioneira, FIPE, 1981.

MME. **Matrizes Energéticas Estaduais**. Ano de referência: 2015. ed. 02. 21 de novembro de 2016.

MONTEIRO, Daniela Carla. et. al. **Emissões de CO2 e consumo de energia no Paraná: uma abordagem insumo-produto**. In: Revista Brasileira de Estudos Regionais e Urbanos (RBERU). v. 06. n. 02. 2012. pp. 19-35.

NASCIMENTO, Marcos Vinícius Gusmão do et. al. **Energia eólica**. In: TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno (Org.). Fontes renováveis de energia no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência; CENERGIA, 2003. pp. 207-237.

ORENSTEIN, Luiz; SOCHACZEWSKI, Antonio Claudio. **Democracia com desenvolvimento: 1956-1961**. In: ABREU, Marcelo de Paiva (Org). A ordem do progresso: cem anos de política econômica republicana, 1889-1989. Rio de Janeiro: Elsevier, 1990. pp. 171-195.

PEREIRA, Thulio Cícero Guimarães. **Política energética para o desenvolvimento do estado do Paraná**. In: PEREIRA, Thulio Cícero Guimarães (Org.). Energias renováveis: políticas públicas e planejamento energético. Curitiba: Copel, 2014. pp. 154-185.

PESSALI, Huáscar Fialho; SERRA, Maurício Aguiar. **A Copel frente à reestruturação da indústria de energia elétrica: mudanças de estratégias e rearranjo organizacional**. Curitiba: Nupem UFPR, 2007. Disponível em: <http://www.empresas.ufpr.br/copel.pdf>. Acesso em: 25 de março de 2017.

PETROBRÁS. **Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)**. 2017a. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-presidente-getulio-vargas-repar.htm>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

_____. **Unidade de Industrialização do Xisto (SIX)**. 2017b. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/unidade-de-industrializacao-do-xisto-six.htm>. Acesso em: 31 de outubro de 2017.

PINTO JR, Helder Queiroz; et. al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PORTAL BRASIL. **Matriz energética**. 2017. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2010/11/matriz-energetica>. Acesso em: 20 de maio de 2017.

RESENDE, André Lara. **Estabilização e reforma: 1964-1967**. In: ABREU, Marcelo de Paiva (Org.). *A ordem do progresso: cem anos de política econômica republicana, 1889-1989*. Rio de Janeiro: Elsevier, 1990. pp. 213-231.

ROCHA, Marília Azevedo Bassan Franco da. **Matriz energética do estado do Paraná**. In: FAE. v. 17. n. 2. Curitiba, 2014. pp. 42 – 55.

ROSA, Luiz Pinguelli. **As previsões após os choques do petróleo em face da crise atual: os equívocos da política energética. Parte I: O petróleo e a política energética**. In: ROSA, Luiz Pinguelli (Org.). *Energia e crise*. Petrópolis: Vozes, 1984. pp. 13-29.

_____, Luiz Pinguelli et. al. **Geração de energia a partir de resíduos de lixo e óleos vegetais**. In: TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno (Org.). *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência; CENERGIA, 2003. pp. 93-161.

_____. **Modelos e alternativas energéticas**. São Paulo: Editora Fundação Perseu Abramo, 2013.

SIMÃO, Newton Brito. **A reestruturação do setor petrolífero no Brasil: a questão da tributação**. Dissertação de mestrado. Pós-Graduação em Engenharia. COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Rio de Janeiro, 2001.

TIEPOLO, Gerson Máximo; CANCELIERI JUNIOR, Osiris; URBANETZ JUNIOR, Jair. **Estudo do potencial de participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica do estado do Paraná**. In: *Revista Brasileira de Energia*. v. 20. n. 02. 2014. pp. 79-90.

TIEPOLO, Gerson Máximo et. al. **Comparação entre o potencial de geração fotovoltaica no estado do Paraná com Alemanha, Itália e Espanha**. In: *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Recife, 2014.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear**. Rio de Janeiro: EPE, 2016a.

_____. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016b.

TONON, Ivo; CARIO, Silvio Antonio Ferraz. **Características do processo de reestruturação e ações estratégicas de desenvolvimento da Companhia Paranaense de Energia – COPEL**. In: CARIO, Silvio Antonio Ferraz; PEREIRA, Laércio Barbosa; CACHOEIRA, Odelir Dileto. Realidade Econômica dos estados do Paraná e Santa Catarina: estudos sobre segmentos selecionados. União da Vitória: Face, 2003. pp. 215-276.

7. APÊNDICES:

7.1 APÊNDICE A: PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS NO PARANÁ EM 2017

Quadro 03: Produção de biodiesel no Paraná 2017

Nome	Cidade	Capacidade (m ³ /dia)	Capacidade (m ³ /ano)	Selo de Combustível Social
Biopar – Bioenergia do Paraná Ltda	Rolândia	120,00	43.200,00	Não
Bsbios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A	Marialva	580,00	208.800,00	Sim
Potencial Biodiesel Ltda	Lapa	1.063,00	382.680,00	Sim

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 04: Produção de etanol no Paraná 2017

Nome	Grupo	Cidade	Tipo	Implantação	Venda Energia Elétrica	Classe de Capacidade	Anidro (m³/dia)	Hidratado (m³/dia)	Anidro (m³/ano)	Hidratado (m³/ano)
Alto Alegre - Florestópolis	Grupo Lincoln Junqueira	Florestópolis	Mista	1986	acr/acl	Entre 2.500.000 e 3.500.000	0	600	0	201000
Alto Alegre - Unidade Junqueira	Grupo Lincoln Junqueira	Colorado	Mista	1978	acr/acl	Entre 3.500.000 e 4.500.000	600	700	201000	234500
Alto Alegre - Unidade Santo Inácio	Grupo Lincoln Junqueira	Santo Inácio	Mista	2007	acr/acl	Entre 3.500.000 e 4.500.000	700	700	234500	234500
Americana	Dasa	Nova América da Colina	Etanol	n/e	n/a	Menor que 1.500.000	0	320	0	107200
Bandeirantes	n/í ou independentes	Bandeirantes	Mista	1943	n/a	Entre 2.500.000 e 3.500.000	300	700	100500	234500
Central Paraná	Atalla	Porecatu	Sem definição	n/e	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	240	240	80400	80400
Cooperval	n/í ou	Jandaia do	Mista	n/e	n/a	Entre	200	400	67000	134000

	independentes	Sul				1.500.000 e 2.500.000				
Costa Bioenergia	Usaçúcar	Umuarama	Mista	2009	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	0	200	0	67000
Dacalda	n/í ou independentes	Jacarezinho	Mista	1981	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	170	400	56950	134000
Goioerê	Usaçúcar	Moreira Sales	Mista	1976	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	0	230	0	77050
Ibaiti	n/í ou independentes	Ibaiti	Etanol	n/e	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	490	490	164150	164150
IMCOPA	n/í ou independentes	Araucária	Etanol	1977	n/a	Não aplicável ou não identificado	0	8	0	2680
Ivaí/ Destilaria Melhoramentos	Melhoramentos Norte Paraná	Jussara	Etanol	n/e	acl	Entre 1.500.000 e 2.500.000	1000	1200	335000	402000
Jacarezinho	Melhoramentos Norte Paraná	Jacarezinho	Mista	n/e	n/a	Entre 2.500.000 e	500	500	167500	167500

						3.500.000				
Luso	n/i ou independentes	Ventania	Etanol	n/e	n/a	Não aplicável ou não identificado	0	12	0	4020
Nova Londrina - Ex Copagra	Melhoramentos Norte Paraná	Nova Londrina	Etanol	1982	n/a	Menor que 1.500.000	120	420	40200	140700
Nova Produtiva	n/i ou independentes	Astorga	Etanol	2004	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	180	320	60300	107200
Renuka - São Pedro do Ivaí	Shree Renuka / Vale do Ivaí	São Pedro do Ivaí	Mista	1981	n/a	Entre 2.500.000 e 3.500.000	300	450	100500	150750
Renuka - Unidade Marialva	Shree Renuka	Marialva	Açúcar	1983	n/a	Menor que 1.500.000	300	330	100500	110550
Sabarálcool	Sabarálcool	Engenheiro Beltrão	Mista	1985	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	210	360	70350	120600
Sabarálcool - Filial Cedro	Sabarálcool	Perobal	Mista	2002	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	0	250	0	83750
Santa Terezinha	Usaçúcar	Cidade	Mista	1980	Acl	Entre	0	300	0	100500

- Un. Cidade Gaúcha		Gaúcha				1.500.000 e 2.500.000				
Santa Terezinha - Un. Ivaté	Usaçúcar	Ivaté	Mista	1992	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	190	300	63650	100500
Santa Terezinha - Un. Maringá	Usaçúcar	Maringá	Mista	1975	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	120	300	40200	100500
Santa Terezinha - Un. Paranacity	Usaçúcar	Paranacity	Mista	1988	Acl	Entre 2.500.000 e 3.500.000	0	550	0	184250
Santa Terezinha - Un. Rondon	Usaçúcar	Rondon	Mista	n/e	n/a	Entre 1.500.000 e 2.500.000	0	400	0	134000
Santa Terezinha - Un. São Tomé	Usaçúcar	São Tomé	Etanol	n/e	n/a	Menor que 1.500.000	0	550	0	184250
Santa Terezinha - Un. Tapejara	Usaçúcar	Tapejara	Mista	1989	Acl	Entre 3.500.000 e 4.500.000	600	500	201000	167500
Santa Terezinha - Un. Terra Rica	Usaçúcar	Terra Rica	Mista	2007	Acl	Entre 1.500.000 e 2.500.000	300	350	100500	117250
São	Coopcana	São Carlos	Mista	n/e	Acl	Entre	900	1200	301500	402000

Carlos/Coopcan a		do Ivaí				4.500.000 e 5.500.000				
---------------------	--	---------	--	--	--	--------------------------	--	--	--	--

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 05: Produção de Biogás no Paraná 2017

Cidade	Categoria	Fonte	Aplicação	Produção (m3/dia)	Escala
São Miguel do Iguaçu	Agropecuária	Suinocultura	Energia elétrica	750,00	Pequeno porte
Matelândia	Indústria	Abatedouro de suínos ou aves	Energia térmica	1.700,00	Pequeno porte
Serranópolis no Iguaçu	Agropecuária	Suinocultura	Energia elétrica	1.000,00	Pequeno porte
Foz do Iguaçu	Estação de tratamento de esgoto	Esgoto	Energia elétrica	50,00	Pequeno porte
Céu Azul	Agropecuária	Bovinocultura de leite ou de corte	Energia elétrica	1.440,00	Pequeno porte
Marechal Cândido Rondon	Agropecuária	Codigestão de resíduos e efluentes	Energia térmica	820,00	Pequeno porte
Itaipulândia	Agropecuária	Suinocultura	Energia elétrica	1.450,00	Pequeno porte
Santa Helena	Agropecuária	Codigestão de resíduos e efluentes	GNR/Biometano	1.000,00	Pequeno porte
Terra Roxa	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	15.000,00	Grande porte
Assis Chateaubriandt	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	20.000,00	Grande porte
Altônia	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	14.000,00	Grande porte
São Tomé	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	7.400,00	Médio porte

Tamboara	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	7.400,00	Médio porte
Amaporã	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	14.800,00	Grande porte
Icaraima	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	16.650,00	Grande porte
santa cruz monte castelo	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	7.400,00	Médio porte
Nova Londrina	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	12.950,00	Grande porte
Cianorte	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	3.750,00	Médio porte
Missal	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	12.950,00	Grande porte
Marechal Cândido Rondon	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	10.800,00	Médio porte
Guaira	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	7.400,00	Médio porte
Nova Esperança	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	11.100,00	Médio porte
Paranavaí	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	11.100,00	Médio porte
Nova Santa Rosa	Indústria	Indústria de alimentos	Energia térmica	6.660,00	Médio porte

		ou bebidas			
Campo Mourão	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	2.000,00	Pequeno porte
Assis Chateaubriand	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	3.000,00	Médio porte
Toledo	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	4.700,00	Médio porte
Castro	Codigestão	Codigestão de resíduos e efluentes	Energia térmica	1.000,00	Pequeno porte
Tamboara	Indústria	Indústria sucroenergética	Energia elétrica	4.000,00	Médio porte
Medianeira	Indústria	Abatedouro de suínos ou aves	Energia térmica	2.400,00	Pequeno porte
Toledo	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	1.372,72	Pequeno porte
Toledo	Agropecuária	Suínocultura	Energia térmica	500,00	Pequeno porte
Cascavel	Aterro sanitário	Aterro sanitário	Energia elétrica	2.400,00	Pequeno porte
Vera Cruz do Oeste	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	194,10	Pequeno porte
Quatro Pontes	Agropecuária	Suínocultura	Energia térmica	4.392,69	Médio porte
Campina da Lagoa	Codigestão	Codigestão de resíduos e efluentes	Energia elétrica	275,00	Pequeno porte
Toledo	Agropecuária	Suínocultura	Energia mecânica	194,10	Pequeno porte
Ouro Verde do Oeste	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	2.000,00	Pequeno porte
São Miguel do Iguçu	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	3.457,21	Médio porte
Maringá	Indústria	Indústria de alimentos	Energia térmica	14.400,00	Grande porte

		ou bebidas			
Planaltina do Paraná	Indústria	Indústria de alimentos ou bebidas	Energia térmica	12.000,00	Médio porte
Cascavel	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	1.200,00	Pequeno porte
Irati	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	570,44	Pequeno porte
Mariluz	Agropecuária	Bovinocultura de leite ou de corte	Energia térmica	98,54	Pequeno porte
Entre Rios do Oeste	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	750,00	Pequeno porte
Entre Rios do Oeste	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	3.457,21	Médio porte
Toledo	Agropecuária	Suínocultura	Energia térmica	300,00	Pequeno porte
Marechal Cândido Rondon	Agropecuária	Suínocultura	Energia elétrica	700,00	Pequeno porte

Fonte: EPE (2017b).

7.2 APÊNDICE B: USINAS DO SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E PLANEJADO DO PARANÁ EM 2017

Quadro 06: Usinas eólicas em operação no Paraná 2017

Nome	Potência Outorgada (kW)
De Palmas	2.500,00

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 07: Usinas Fotovoltaicas em operação no Paraná 2017

Nome	Combustível	Potência Outorgada (kW)	Início da Operação
Volpato	Radiação Solar	0,46	setembro 30, 2011
Carlos Charack Linhares	Radiação Solar	3,00	março 9, 2014
Roni Carlos Temp	Radiação Solar	1,50	março 5, 2014
Elco	Radiação Solar	8,64	outubro 1, 2013
Senai	Radiação Solar	2,00	outubro 21, 2013

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 08: Usinas de Biomassa em operação no Paraná 2017

Nome	Combustível	Potência Outorgada (kW)	Início da Operação
Termocana	Bagaço de Cana de Açúcar	9.500,00	maio 30, 1994
Berneck	Resíduos de Madeira	12.000,00	
USI (Antiga Unidade Santo Inácio - USI)	Bagaço de Cana de Açúcar	35.000,00	setembro 18, 2007
Miguel Forte	Resíduos de Madeira	16.000,00	abril 17, 1998
Ecoluz	Resíduos de Madeira	12.330,00	novembro 6, 2008
Bio Coopcana	Bagaço de Cana de Açúcar	50.000,00	agosto 27, 2013
UJU	Bagaço de Cana de Açúcar	30.000,00	maio 31, 1995
Santa Terezinha Paracity	Bagaço de Cana de Açúcar	36.000,00	agosto 21, 2009
Klabin	Licor Negro	113.250,00	dezembro 31, 1960
Usaciga	Bagaço de Cana de	48.600,00	–

	Açúcar		
Vale do Ivaí	Bagaço de Cana de Açúcar	18.400,00	maio 1, 2001
Toledo	Resíduos de Madeira	3.000,00	janeiro 27, 2006
Piraí	Resíduos de Madeira	9.000,00	março 31, 2006
UFL	Bagaço de Cana de Açúcar	42.000,00	julho 10, 2014
Usi Bio	Bagaço de Cana de Açúcar	35.000,00	junho 3, 2015
Cocamar Maringá	Bagaço de Cana de Açúcar	13.000,00	janeiro 25, 2010
Santa Terezinha	Bagaço de Cana de Açúcar	50.500,00	maio 30, 2006

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 09: Expansão planejada de usinas de biomassa no Paraná

Nome	Tipo	Potência (MW)	Situação	Ano
Geolétrica Tamboara	Biogás	12	Expansão contratada	2017

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 10: Usinas Térmicas em operação no Paraná 2017

Nome	Combustível	Potência Outorgada (kW)	Início da Operação
Araucária	Gás Natural	484.150,00	setembro 26, 2002
EnergyWorks Corn Products Balsa	Gás Natural	9.119,00	novembro 30, 2002
Figueira	Carvão Mineral	20.000,00	dezembro 31, 1962

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 11: Usinas Hidrelétricas em operação no Paraná 2017

Nome	Potência Outorgada (kW)	Rio
Salto Santiago	1.420.000,00	Rio Iguaçu
Itaipu (Parte Brasileira)	7.000.000,00	Paraná
Governador José Richa (Salto Caxias)	1.240.000,00	Rio Iguaçu

Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	619.000,00	Rio Paranapanema
Guaricana	36.000,00	Rio Arraial
Canoas II	72.000,00	Rio Paranapanema
Mourão I	8.200,00	Rio Mourão
Salto Osório	1.078.000,00	Rio Iguaçu
Barra	5.200,00	Rio Jordão
Salto Curucaca	37.042,00	Rio Jordão
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	260.000,00	Rio Capivari
Usina e Fábrica de Papelão Apucarantina	858,00	Rio Apucarantina
Fundão	120.168,00	Rio Jordão
Rosana	354.000,00	Rio Paranapanema
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260.000,00	Rio Iguaçu
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1.676.000,00	Rio Iguaçu
Ourinhos	44.000,00	Rio Paranapanema
Governador Jayme Canet Júnior - GJC (Antiga Mauá)	361.000,00	Rio Tibagi
Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez)	73.800,00	Rio Paranapanema
Santa Clara	120.168,00	Rio Jordão

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 12: Expansão planejada de Usinas Hidrelétricas no Paraná

Nome	Região Hidrográfica	Situação	Rio	Potência (MW)	Ano
UHE Apertados	RH do Paraná	Expansão indicativa	Piquiri	139,00	2025
UHE Baixo Iguaçu	RH do Paraná	Expansão contratada	Iguaçu	350,00	2018
UHE	RH do Paraná	Expansão	Piquiri	87,00	2025

Ercilândia		indicativa			
UHE Foz do Piquiri	RH do Paraná	Expansão indicativa	Piquiri	93,00	2025
UHE Telêmaco Borba	RH do Paraná	Expansão indicativa	Tibagi	118,00	2023
UHE Santa Branca	RH do Paraná	Expansão contratada	Tibagi	62,00	2019

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 13: Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação no Paraná 2017

Nome	Tipo	Potência Outorgada (kW)	Rio
Itaguaçu	PCH	14.000,00	Rio Pitanga
Marumbi	PCH	9.600,00	Rio Ipiranga
Moinho	PCH	3.700,00	Arroio Guaçu
São Jorge	PCH	2.300,00	Rio Pitangui
Novo Horizonte	PCH	23.000,00	Rio Capivari
Nova Jaguariaíva	PCH	1.219,00	Rio Jaguariaíva
Nerinha	CGH	400,00	Piquiri
Três Capões	PCH	1.268,00	Rio Jordão
Cachoeira	PCH	2.920,00	Rio Cachoeira
Jangada I	CGH	696,00	Jangada
Santa Cruz	PCH	1.500,00	Rio Tacaniça
Salto Mauá	PCH	16.319,00	Rio Tibagi
Tigre	PCH	9.000,00	Rio Marrecas
Posto Horizonte	CGH	630,00	Rio Chopim
Salto do Vau	CGH	940,00	Rio Palmital
Fundão I	PCH	2.475,00	Rio Jordão
Pedrinho I	PCH	16.200,00	Rio Pedrinho
Santo Expedito	CGH	550,00	Santo Antônio
Melissa	CGH	1.000,00	Melissa
Padovani	CGH	411,00	Rio Central
Apucarantina	PCH	10.000,00	Rio Apucarantina
Bainha	CGH	320,00	Divisa

Rio das Antas	CGH	970,00	Das Antas
Jaguaricatu II	CGH	2.400,00	Jaguaricatu
Paina II	PCH	1.200,00	Rio Socavão
Cavernoso II	PCH	19.008,00	Rio Cavernoso
Estrela	CGH	1.000,00	Chopim
Benedito	CGH	1.000,00	Rio Jacutinga
Santa Clara I	PCH	3.600,00	Rio Jordão
Cristalino	PCH	4.000,00	Rio Barra Preta
Salto de Alemoa (Extinta)	CGH	828,00	Chopim
Vitorino	PCH	5.280,00	Rio Vitorino
Salto Natal	PCH	15.120,00	Rio Mourão
São Francisco	PCH	14.000,00	Rio São Francisco Verdadeiro
Cavernoso	PCH	1.300,00	Rio Cavernoso
Dalba	CGH	1.000,00	Rio do Poço
Casali	CGH	145,00	Rio do Campo
Candói	CGH	824,00	Caracú
Camifra I	CGH	50,00	Chopim
Salto Bandeirantes	PCH	4.200,00	Rio Bandeirante do Norte
Boa Vista II	PCH	8.000,00	Rio Marrecas
Chopim I	CGH	1.980,00	Chopim
Reinhofer	CGH	440,00	Rio Capão Grande
Pesqueiro	PCH	12.440,00	Rio Jaguariaíva
Água Santa	CGH	1.000,00	Rio Palmital
Evo	CGH	1.000,00	Rio Jacutinga
Pitangui	CGH	870,00	Pitangui
Salto do Jardim	CGH	280,00	Jangada
Cris	CGH	80,00	Pedrinho
Velha	CGH	1.000,01	Rio Capivari
Cristo Rei	PCH	1.800,00	Rio Ranchinho
Salto São Luiz	CGH	323,00	Chopinzinho
Salto São Pedro	CGH	760,00	Jordão
Rio dos Patos	PCH	1.720,00	Rio dos Patos

Justus	CGH	432,00	Divisa
Salto Claudelino	CGH	2.402,40	Rio Chopim
Cantú 2	PCH	19.807,10	Rio Cantu
Rio das Mortes	CGH	660,00	Rio das Mortes
Pinho Fleck	CGH	964,00	Chopim
Derivação do Rio Jordão	PCH	6.500,00	Rio Jordão
Salto Rio Branco	PCH	2.400,00	Rio dos Patos
Chaminé	PCH	18.000,00	Rio São João
Carazinho	CGH	360,00	Carazinho
Campo Real	CGH	1.000,00	Rio Campo Real
Arturo Andreoli (Antiga Júlio de Mesquita Filho)	PCH	29.072,00	Rio Chopim

Fonte: EPE (2017b).

Quadro 14: Expansão planejada de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Paraná

Nome	Rio	Situação	Potência (MW)	Ano
PCH Canhadão	Covó	Expansão contratada	10,00	2018
PCH Cantu 2	Cantu	Expansão contratada	18,00	2017
PCH Castro	Iapó	Expansão contratada	4,20	2018
PCH Clairto Zonta	Branco	Expansão contratada	14,57	2018
PCH Confluência	Marrecas	Expansão contratada	27,00	2020
PCH Covó	Marrecas	Expansão contratada	5,00	2020
CGH Enxadrista	Das Pedras	Expansão contratada	1,00	2020
PCH Pulo	Iapó	Expansão contratada	7,30	2020
PCH Salto	Bandeirantes	Expansão	4,20	2017

Bandeirantes		contratada		
UHE São João II	São João	Expansão contratada	5,70	2018
UHE Tibagi Montante	Tibagi	Expansão contratada	32,00	2019

Fonte: EPE (2017b).

7.3 APÊNDICE C: PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO PARANÁ 2000-2016

Tabela 21: Produção de derivados de petróleo pela Repar 2000-2016 (bep)

	Asfalto	Coque	Gasolina A	GLP	Nafta	Óleo combustível	Óleo diesel	Querosene de aviação	Querosene iluminante	Solvente
2000	2116712,094	0	12276718,45	3769011,92	4744478,648	9891021,265	28945147,09	978717,582	88044,599	172402,23
2001	1737511,014	0	11934447,69	4060621,122	2793714,014	13071014,45	32145530,14	1134391,014	72834,875	187386,24
2002	1898240,549	0	11642181,77	3997597,887	3701487,79	12798006,61	31220371,94	946170,603	69236,682	220569,22
2003	1510790,264	0	11120471,46	4142736,154	4516326,542	12030192,68	31415748,1	625822,902	60724,763	234117,98
2004	1305094,606	0	11967564,14	3821479,877	1362299,302	8904530,787	29148668,95	524422,197	52909,656	151947,047
2005	1598973,776	0	14048524,56	4404498,856	960078,756	9813395,447	32637608,85	837815,517	36072,035	280757,864
2006	2163163,594	0	15483862,1	4631810,531	340235,714	8530703,523	30933026,8	1082735,847	24184,182	471491,107
2007	1791168,633	0	14540211,2	4548134,198	523793,9957	8605562,991	27680407,25	968866,038	23883,832	298290,878
2008	2451612,547	0	14313878,9	4257771,957	140020,062	10937624,2	31499913,95	1058493,672	20513,905	168567,242
2009	2580474,067	0	14222776,66	4618965,754	309480,808	9922422,443	31740637,03	1293098,436	20273,625	173062,445
2010	3265993,983	0	14207956,3	3732715,714	102915,722	8435969,794	27497376,5	1497607,209	17420,3	154427,159
2011	2804747,52	0	16381267,17	4982721,827	526383,8567	9123192,152	32245092,88	1550630,646	14897,36	119516,138
2012	2991175,774	1394715,415	18700415,04	4528323,354	0	8731746,903	31821802,17	1800256,635	13756,03	93802,199
2013	2492712,462	3852475,304	18176365,36	3937129,602	0	4530627,966	35564996,9	1698201,54	11947,923	201026,856
2014	3055816,848	4111442,336	18046862,37	3813982,845	153573,966	5960593,683	36054944,02	1936310,265	14320,688	252523,626
2015	1963245,667	3820039,682	16620572,93	3655964,426	84564,116	5565672,789	35830734,37	1868693,931	10998,817	277961,997
2016	2185982,554	3229401,936	16348328,03	3699441,023	10244,598	2998095,535	28704817,34	1575003,699	9833,459	221085,91

Fonte: ANP (2017b).