

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

MAICON CANTON

ENERGIAS RENOVÁVEIS NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
FUNDAMENTOS E PERSPECTIVAS DE ATUAÇÃO DA COMPANHIA PARANAENSE
DE ENERGIA - COPEL

CURITIBA

2014

MAICON CANTON

ENERGIAS RENOVÁVEIS NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
FUNDAMENTOS E PERSPECTIVAS DE ATUAÇÃO DA COMPANHIA PARANAENSE
DE ENERGIA - COPEL

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Meio Ambiente e Desenvolvimento, no curso de Pós Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento, da Universidade Federal do Paraná.

Orientadores:

Profa. Dra. Sigrid de Mendonça Andersen
Prof. Dr. Valdir Frigo Denardin

CURITIBA

2014

C232 Canton, Maicon

Energias renováveis no contexto do Setor Elétrico Brasileiro: fundamentos e perspectivas de atuação da Companhia Paranaense de Energia - COPEL. / Maicon Canton. – Curitiba: 2014. 183 f. il.

Orientadores: Sigrid de Mendonça Andersen.
Valdir Frigo Denardin.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná. Setor de Ciências Agrárias. Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento.

1. Energia – Fontes alternativas - Brasil. 2. Companhia Paranaense de Energia. 3. Política energética - Brasil. I. Andersen, Sigrid de Mendonça. II. Denardin, Valdir Frigo. III. Universidade Federal do Paraná. Setor de Ciências Agrárias. Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento. IV. Título

CDU 620.92

TERMO DE APROVAÇÃO



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
Programa de Pós Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento
Rua dos Funcionários, 1540- Juvevê- CEP: 80035-050 Curitiba-Pr
Fone (Fax) 41- 3350 5764 Fone 41- 3350 5849
E-mail: made@ufpr.br Home-Page: www.ppgmade.ufpr.br

Ata da sessão pública da defesa de dissertação de mestrado para obtenção do grau de Mestre em Meio Ambiente e Desenvolvimento nº. 23. Aos trinta dias do mês de junho de dois mil e catorze, às 14h00 na Sede do Programa de Pós Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento da Universidade Federal do Paraná - Setor de Ciências Agrárias foram instalados os trabalhos da Banca Examinadora, constituída pelos professores doutores: Sigrid de Mendonça Andersen (orientadora-UFPR), Valdir Frigo Denardin (UFPR/Litoral), Christian Luiz da Silva (UTFPR) e Carlos Henrique Coimbra Araujo (UFPR/Palotina) para arguição da Dissertação de Mestrado apresentada pelo candidato **Maicon Canton** intitulada "*Energias renováveis no contexto do Setor Elétrico Brasileiro: fundamentos e perspectivas de atuação da Companhia Paranaense de Energia*". A sessão foi presidida pela Professora Sigrid de Mendonça Andersen. Foi concedida a palavra ao mestrando conferindo-lhe 60 minutos para exposição de seu trabalho. Concluída a exposição, passou-se a arguição sendo concedida a palavra a cada um dos examinadores, para realização de suas respectivas arguições tendo o mestrando tempo para suas respostas. Na sequência, a Professora Presidente retomou a palavra para as considerações finais. A banca reunida sigilosamente decidiu pela Aprovação do candidato. Em seguida, a senhora Presidente declara aprovado o mestrando, que recebeu o título de Mestre em Meio Ambiente e Desenvolvimento. Nada mais havendo a tratar encerra-se a presente sessão a qual será assinada pela Comissão Examinadora.

Curitiba, 30 de junho de 2014.

Profa. Dra. Sigrid de Mendonça Andersen

Prof. Dr. Valdir Frigo Denardin

Prof. Dr. Christian Luiz da Silva

Prof. Dr. Carlos Henrique Coimbra Araujo

AGRADECIMENTOS

Meus mais sinceros agradecimentos:

À Universidade Federal do Paraná (UFPR), através do Programa de Pós Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento (MADE), pela oportunidade;

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo auxílio financeiro;

Aos Professores Doutores, Sigrid de Mendonça Andersen e Valdir Frigo Denardin, pelos trabalhos de orientação e apoio;

À Companhia Paranaense de Energia (COPEL), através do Gerente de Departamento da Coordenadoria de Planejamento e Estudos Ambientais, Luis Gustavo Socher, pela receptividade no atendimento, compromisso e seriedade no desenvolvimento da política de acesso à informação e sensibilidade com o desenvolvimento da pesquisa científica;

À Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas (ABRAPCH), na figura de seu presidente, Ivo Augusto de Abreu Pugnali, também pela receptividade no atendimento, compromisso e sensibilidade com o desenvolvimento da pesquisa científica;

Aos familiares e amigos, pelo incondicional apoio nos momentos de dificuldade e diante deste longo período de constante ausência;

Aos colegas de mestrado e doutorado, pelos momentos de confraternização, solidariedade e contribuição com o processo de desenvolvimento do estudo;

À amiga, parceira e namorada, Kessley Pereira, pela dedicada atenção e paciência somada às frequentes mensagens de apoio e fortalecimento, tão necessárias nos momentos de tensão e exaustão.

Na excitação em torno do desenrolar de suas potencialidades científicas e técnicas, o homem moderno construiu um sistema de produção que violenta a natureza e um tipo de sociedade que mutila o homem. Se ao menos houvesse cada vez mais riqueza, pensou-se, tudo se ajustaria. O dinheiro é considerado onipotente; se não pudesse realmente comprar valores imateriais, como justiça, harmonia, beleza ou mesmo saúde, poderia burlar a necessidade destes ou compensar sua perda. O progresso da produção e a aquisição de riqueza, assim, tornaram-se as mais elevadas metas do mundo moderno com referência às quais todas as outras, não importa quanto ainda se fale delas da boca para fora, acabaram por ficar em segundo plano. As metas mais elevadas não precisam de justificativa; todas as secundárias têm, em última instância, de se justificar em função do serviço que sua consecução presta à consecução das mais elevadas (Ernst F. Schumacher).

Ser moderno é encontrar-se em um ambiente que promete aventura, poder, alegria, crescimento, autotransformação e transformação das coisas em redor – mas ao mesmo tempo ameaça destruir tudo o que temos, tudo o que sabemos, tudo o que somos. A experiência ambiental da modernidade anula todas as fronteiras geográficas e sociais, de classe e nacionalidade, de religião e ideologia: nesse sentido, pode-se dizer que a modernidade une a espécie humana. Porém, é uma unidade paradoxal, uma unidade de desunidade: ela nos despeja a todos num turbilhão de permanente desintegração e mudança, de luta e contradição, de ambiguidade e angústia (Marshall Berman).

Os problemas de hoje não vêm como uma etiqueta – energia, economia, CO₂, ou demografia – nem com um rótulo indicativo de um país ou região. Os problemas são multidisciplinares, transnacionais ou globais. Os problemas não são basicamente científicos e tecnológicos. Na ciência temos o conhecimento; na tecnologia, os instrumentos. Os problemas são basicamente políticos, econômicos e culturais (Per Lindblom).

(...) Entender o processo de eletrificação e suas consequências sobre a sociedade requer uma interpretação histórica que interage de maneira coerente a análise das transformações políticas e institucionais. (...) A eletricidade, ao instaurar uma autêntica revolução na sociedade, é também instituída por esta mesma sociedade. (...) A eletrificação conduz a uma transformação radical e, aparentemente, irreversível na forma como se constitui determinada sociedade e, ao mesmo tempo, a maneira como se organiza e se desenvolve o processo de eletrificação irá depender de como se estruturam a política, a economia e as relações sociais desta mesma sociedade (UFPR, 1994).

Uma nova forma de civilização, fundamentada no aproveitamento sustentável dos recursos renováveis, não é apenas possível, mas essencial (M.S. Swaminathan, apud Ignacy Sachs).

RESUMO

CANTON, Maicon. *Energias renováveis no contexto do Setor Elétrico Brasileiro: fundamentos e perspectivas de atuação da Companhia Paranaense de Energia - COPEL*. 2014. 183 f. Dissertação (Mestrado em Meio Ambiente e Desenvolvimento). Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento da Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

O presente estudo tem por objetivo analisar, à luz da reforma estabelecida pelo Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, consolidado em 2004, os fundamentos e perspectivas de atuação da Companhia Paranaense de Energia (Copel) em matéria de aproveitamento das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade. Parte-se da constatação de que, desde 2004, quando da entrada em vigor do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, tem havido um gradativo decréscimo na participação das fontes renováveis de energia tanto na matriz elétrica brasileira como na matriz elétrica da Copel. Demonstra-se, nesse sentido, que este cenário não está vinculado às mudanças trazidas pela arquitetura deste Novo Modelo, mas decorre da conjuntura estabelecida atualmente em torno do mercado nacional de eletricidade, por sua vez determinada pelos seguintes fatores: momento de exacerbada dificuldade para se implantar novos empreendimentos de geração hidráulica; e como consequência da política governamental de fomento e priorização da geração termoelétrica convencional como estratégia para promover a expansão da oferta de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desde a sua criação, em 1954, a Copel tem se dedicado à exploração dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, consolidando-se, na última década do século XX, como empresa de referência no mercado nacional de eletricidade. A partir dos anos 1990, em vista do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, a Copel procedeu com uma série de reformas institucionais visando adequar a sua estrutura organizacional às novas exigências de mercado. Mantendo o protagonismo empreendedor demonstrado em décadas passadas, investiu na diversificação de suas atividades produtivas com o intuito de prospectar novas oportunidades de mercado, dentro e fora do segmento energético. Na geração de eletricidade, tem buscado diversificar a sua matriz produtiva a partir da exploração de novos potenciais de mercado em diferentes regiões do país. Sem perder o foco em seu segmento de maior tradição, a geração hidráulica, a Copel vem demonstrando demasiado interesse na exploração de potenciais eólicos e ampliando sua participação em projetos de exploração comercial de gás (*gás natural e shale gas*). A visão estratégica com que vem atuando no mercado de geração de energia elétrica, nos últimos anos, chama atenção para o seguinte fato: a Copel está preparada e decidida a explorar novos potenciais de mercado, indiferentemente da tipologia da fonte primária de energia a ser explorada (renovável ou não renovável). Em se tratando de fontes renováveis de energia, parece ficar evidente que, enquanto este mercado apresentar alternativas atrativas e rentáveis ao setor de geração de eletricidade, haverá ampla participação da Copel na exploração e desenvolvimento deste segmento.

Palavras-chave: Política energética, geração de energia elétrica, Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, Copel.

ABSTRACT

CANTON, Maicon. *Renewables energy in the context of the Brazilian Electric Sector: foundations and perspectives of performance of Companhia Paranaense de Energia - COPEL*. 2014. 183 f. Dissertation (MSc in Environment and Development). Graduate Program in Environment and Development, Federal University of Paraná. Curitiba, 2014.

This study aims to examine in the light of the reform established by the New Institutional Model of the Brazilian Electric Sector, consolidated in 2004, the foundations and perspectives of Companhia Paranaense de Energia (Copel) regarding the use of renewable energy sources in electricity generation. It starts from the observation in 2004, when the entry into force of the New Institutional Model of the Brazilian Electric Sector, there has been a gradual decrease in the share of renewable energy in both the Brazilian energy matrix and the electrical matrix Copel. It is shown, in this sense, that this scenario is not tied to the changes brought by the architecture of this new model, but arises from the situation currently established around the national electricity market, in turn determined by the following factors: time of heightened difficulty to deploy new hydroelectric ventures generation; and as a consequence of government policy on the development and prioritization of conventional thermoelectric generation as a strategy to promote the expansion of power of the National Interconnected System (SIN). Since its inception in 1954, Copel has been dedicated to the exploration of the segments of generation, transmission and distribution of electricity, consolidating in the last decade of the twentieth century, as a reference company in the national electricity market. From the 1990s, owing to the restructuring of the Brazilian electricity sector, Copel proceeded with a series of institutional reforms in order to adapt its organizational structure to the new market demand. Keeping the entrepreneurial leadership demonstrated in past decades, invested in diversifying their productive activities with the aim of exploring new market opportunities within and outside the energy segment. In electricity generation, has sought to diversify its production matrix from the exploration of new market potentials in different regions of the country. Without losing focus on segment larger tradition, hydraulic generation, Copel has shown a big interest in the exploitation of wind potential and increasing their participation in projects for commercial exploitation of gas (natural gas and shale gas). The strategic vision that has been operating in the electricity generation market in recent years, draws attention to the following fact: Copel is prepared and determined to explore new market potentials, regardless the type of primary energy source to be explored (renewable or non-renewable). When it comes to renewable energy sources, seems to be evident that while this market presents attractive and profitable to the electricity generation sector alternatives, there will be a broad Copel participation in exploration and developing this segment.

Keywords: Energy policy, power generation, new institutional model of the Brazilian Electric Sector, Copel.

LISTA DE FIGURAS

- FIGURA 1 – Comparação entre os fluxos energéticos de natureza renovável e finita
- FIGURA 2 – Fluxos energéticos de natureza renovável que incidem continuamente sobre a superfície terrestre (valores em terawatts [10^{12} W])
- FIGURA 3 – Fontes, fluxos, estoques, depósitos e fundos de energia
- FIGURA 4 – Ciclo de vida de um sistema energético
- FIGURA 5 – Representação esquemática das perdas de energia decorrentes de processos de conversão energética
- FIGURA 6 – Diagrama de fontes e fluxos energéticos
- FIGURA 7 – Investimentos globais em energias renováveis no período 2004-2011
- FIGURA 8 – Estimativa de crescimento e participação das energias renováveis na geração global de eletricidade (2010-2050), a partir da ótica “Jazz”
- FIGURA 9 – Estimativa de crescimento e participação das energias renováveis na geração global de eletricidade (2010-2050), a partir da ótica “Symphony”
- FIGURA 10 – Estrutura organizacional do Setor Elétrico Brasileiro
- FIGURA 11 – Submercados brasileiros de eletricidade
- FIGURA 12 – Ambientes de atuação dos agentes geradores de energia elétrica
- FIGURA 13 – Tipos de Leilões de Contratação de Energia Elétrica
- FIGURA 14 – Geração mundial de eletricidade por tipo de fonte (2012)
- FIGURA 15 – Geração de energia elétrica no Brasil por tipo de fonte (2012)
- FIGURA 16 – Estimativa de capacidade instalada por fonte de geração em 2020 (%)
- FIGURA 17 – Leilões de contratação de energia nova: custo médio por fonte no Brasil (jan./2005-dez./2010)
- FIGURA 18 – Complementaridade anual entre as fontes de energia hidráulica, eólica e biomassa, em função dos períodos seco e úmido do ano
- FIGURA 19 – Complementaridade entre regimes hidrológicos, de radiação solar e disponibilidade dos ventos
- FIGURA 20 – Energia contratada, por tipo de fonte, nos leilões de comercialização de energia (2005-2011)
- FIGURA 21 – Energia contratada nos leilões de comercialização de energia (2005-2013)
- FIGURA 22 – Distribuição de potenciais hidráulicos (PCHs) e eólicos no Brasil

FIGURA 23 – Estrutura organizacional da Copel

FIGURA 24 – Presença e atuação da Copel em Estados brasileiros

FIGURA 25 – Evolução dos percentuais de participação de fontes primária de energia na matriz elétrica brasileira e na matriz elétrica da Copel no período 2004-2013

FIGURA 26 – Blocos exploratórios de gás arrematados no Estado do Paraná

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 – Principais poluentes atmosféricos: causas e consequências

QUADRO 2 – Impactos ambientais causados por fontes renováveis de energia

QUADRO 3 – Classificação das fontes primárias de energia

QUADRO 4 – Síntese evolutiva das principais reformas instituídas no processo de reestruturação do SEB

QUADRO 5 – Agentes institucionais do SEB

QUADRO 6 – Síntese dos principais projetos e iniciativas desenvolvidos pelo setor de P&D da Copel em matéria de energias renováveis

LISTA DE TABELAS

- TABELA 1 – Emissões de CO₂ de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica
- TABELA 2 – Maturação comercial das tecnologias de exploração de energias renováveis
- TABELA 3 – Estimativa de crescimento das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira a partir dos cenários REF e [R]E no período 2010-2050 (GW)
- TABELA 4 – Fatores globais de eficiência energética em processos de conversão
- TABELA 5 – Geração de energia elétrica no Brasil, por tipo de fonte, no período 2000-2012 (GWh)
- TABELA 6 – Emissões de GEE provenientes de geração elétrica do SIN (MtCO₂e)
- TABELA 7 – Capacidade instalada do parque de geração elétrica nacional (2011)
- TABELA 8 – Empreendimentos em construção no Brasil em 2012
- TABELA 9 – Síntese comparativa entre custos de geração de energia elétrica no Brasil (2012)
- TABELA 10 – Expansão de usinas a biomassa, PCHs e eólicas, contratadas e em construção, no período 2013-2018
- TABELA 11 – Usinas em operação, segundo capacidade instalada e datas de obtenção e vencimento das concessões (2004)
- TABELA 12 – Capacidade instalada do parque gerador da Copel (set./2013)
- TABELA 13 – Evolução da participação das energias renováveis na matriz elétrica da Copel no período 2004-set./2013
- TABELA 14 – Usinas eólicas adquiridas pela Copel Renováveis (2013)
- TABELA 15 – Participação da Copel em projetos de PCHs
- TABELA 16 – Características dos blocos exploratórios de gás arrematados no Paraná

LISTA DE SIGLAS

ABRAPCH – Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEAL - Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A.
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP – Companhia Energética de São Paulo
CGH – Centrais Geradoras Hidrelétricas
CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CODEPAR – Companhia de Desenvolvimento Econômico do Paraná
COMEC – Coordenação da Região Metropolitana de Curitiba
COPEL – Companhia Paraense de Energia
COPPE – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia/UFRJ
DAEE – Departamento de Águas e Energia Elétrica
EIA – Estudo de Impacto Ambiental
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ELETROSUL – Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
GEE – Gases de Efeito Estufa
IAP – Instituto Ambiental do Paraná
IAPAR – Instituto Agrônômico do Paraná
IEA – International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
IPARDES – Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
ITAIPU – Usina Hidrelétrica de Itaipu (Binacional)
LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
LAJ – Leilão de Energia de Ajuste
LEE – Leilão de Energia Existente
LEN – Leilão de Energia Nova
LER – Leilão de Energia de Reserva
LFA – Leilão de Fontes Alternativas
LPE – Leilão de Projetos Estruturantes
MMA – Ministério do Meio Ambiente
MME – Ministério de Minas e Energia
OCDE – Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU – Organização das Nações Unidas
PAC – Programa de Aceleração do Crescimento
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PIE – Produtores Independentes de Energia Elétrica
PNE – Plano Nacional de Energia
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
RIMA – Relatório de Impacto Ambiental
ROL – Receita Operacional Líquida
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SBPE – Sociedade Brasileira de Planejamento Energético
SIN – Sistema Interligado Nacional
UFPR – Universidade Federal do Paraná
UHE – Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	1
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 INTRODUÇÃO E PROBLEMA DE PESQUISA.....	1
1.2 OBJETIVOS	11
1.2.1 Objetivo Geral	11
1.2.2 Objetivos Específicos	11
1.3 HIPÓTESES DE PESQUISA.....	12
1.4 METODOLOGIA.....	12
1.5 RELEVÂNCIA DA PESQUISA.....	18
1.6 ESTRUTURA DO TEXTO	20
CAPÍTULO II.....	22
2 ENERGIAS RENOVÁVEIS: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES	22
2.1 ASPECTOS TEÓRICO-CONCEITUAIS	22
2.2 FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA E A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	36
2.2.1 Hidroeletricidade	36
2.2.2 Biomassa	39
2.2.3 Energia Solar Fotovoltaica e Térmica.....	41
2.2.4 Energia Eólica.....	43
2.2.5 Estágios e perspectivas de desenvolvimento das fontes renováveis de energia	45
CAPÍTULO III.....	52
3 NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SEB: INFLUÊNCIAS SOBRE A RENOVABILIDADE ENERGÉTICA DA MATRIZ ELÉTRICA	52
3.1 O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO INSTITUCIONAL DO SEB	52
3.1.1 Aspectos de formação e desenvolvimento do SEB: antecedentes que influenciaram o processo de reestruturação	52
3.1.2 Novo Modelo Institucional do SEB: reforma estrutural e arranjo organizacional	58
3.2 ESTRUTURA DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	68
3.2.1 Sistema de Geração	68
3.2.2 Sistema de Transmissão.....	70
3.2.3 Sistema de Comercialização	74
3.2.4 Sistema de Distribuição.....	82
3.3 MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS: CONTEXTO INSTITUCIONAL E PLANEJAMENTO SETORIAL.....	83
3.3.1 Participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira	83
3.3.2 O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)	94

3.3.3	Influências do Novo Modelo do SEB sobre o mercado das energias renováveis	98
3.3.4	Energias renováveis e a política governamental de planejamento energético	105
CAPÍTULO IV		120
4 COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA: PERSPECTIVAS DE ATUAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA		120
4.1 CONTEXTO HISTÓRICO E ARRANJO INSTITUCIONAL.....		120
4.1.1	O Surgimento da Copel: Conjuntura Histórica.....	120
4.1.2	Estrutura Organizacional e Segmentos de Atuação no Mercado.....	127
4.2 ATUAÇÃO DA COPEL EM MATÉRIA DE APROVEITAMENTO DAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA		133
4.2.1	Participação das energias renováveis na matriz elétrica da Copel	133
4.2.2	Energias renováveis e o setor de Pesquisa & Desenvolvimento da Copel	149
5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....		162
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		174
7 ANEXOS.....		180

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO E PROBLEMA DE PESQUISA

No processo de desenvolvimento das sociedades, os recursos energéticos foram sendo apropriados e incorporados no cotidiano das atividades humanas como condição fundamental para garantir a melhoria da qualidade de vida da população. Tamanho é seu nível de importância na atualidade, que estes componentes ocupam posição estratégica na geopolítica de qualquer país, à medida que são considerados primordiais na promoção do desenvolvimento social e econômico (CONANT & GOLD, 1981).

As projeções da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* – IEA) apontam para uma elevação na demanda global de energia de 12,7 bilhões de tep¹, em 2010, para cerca de 17 bilhões de tep em 2035, uma vez mantidos os índices atuais de consumo (IEA, 2012). Em se tratando de geração de energia elétrica, Goldemberg & Lucon (2011) ressaltam que, nos dias atuais, impõe-se aos países de todo o mundo o desafio de ampliar a oferta de eletricidade para atender demandas crescentes e, simultaneamente, diminuir o impacto ambiental da produção de energia, especialmente no que diz respeito às emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)². De acordo com os autores, o consumo de energia nos países em desenvolvimento tem crescido a taxas elevadas e será ainda mais estimulado nas próximas décadas em decorrência do crescimento populacional e econômico³. Orientam, nesse sentido, que a busca por soluções para os problemas energéticos perpassa pela compreensão de

¹ Tonelada equivalente de petróleo (tep) constitui-se em uma unidade de energia. A tep é utilizada na comparação do poder calorífico de diferentes formas de energia com o petróleo. Uma tep corresponde à energia que se pode obter a partir de uma tonelada de petróleo padrão.

² A concentração de GEE na atmosfera resulta do processo de emissão dos seguintes compostos: dióxido de carbono (CO₂), gás metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrocarbonetos fluorados (HFCs), hidrocarbonetos perfluorados (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆).

³ Essa perspectiva apontada por Goldemberg & Lucon (2011) encontra-se no centro do debate em torno da concepção de “crise ambiental” delineada por Braga et al. (2005), para os quais é decorrente do processo de inter-relação entre as três componentes: população, recursos naturais e poluição. A preocupação desses autores reside justamente em como gestionar essas componentes de forma equilibrada, visto que os resultados desta inter-relação interferem determinadamente na qualidade de vida das sociedades dos sistemas vivos como um todo.

quais são as alternativas existentes, dentre as quais deverão ser realizadas as escolhas dos energéticos considerados mais adequados.

Constituindo-se na fonte de energia primária predominante na matriz energética mundial, os combustíveis fósseis representam a principal fonte de poluentes emitidos à atmosfera, com destaque para o dióxido de carbono (CO₂). A geração termelétrica é responsável por parcela significativa das emissões totais deste composto, sobretudo quando utilizadas fontes não renováveis de energia – derivados do petróleo, carvão mineral, gás natural, gás de folhelho (*shale gas*), turfa, entre outros energéticos – para produção de calor. Diante desta problemática, as fontes renováveis de energia surgem como principal alternativa aos combustíveis de origem fóssil, apresentando como principal vantagem (em relação a estes) a mitigação de GEE à atmosfera – especialmente, no que diz respeito ao CO₂. Uma fonte de energia primária pode ser considerada renovável quando as condições naturais permitem sua reposição em um curto horizonte de tempo e o seu processo de conversão energética emite reduzidos volumes de poluentes à atmosfera. São, nesse sentido, consideradas fontes de energia renováveis, o aproveitamento do potencial hidráulico, a utilização de recursos da biomassa, a energia geotérmica, a energia solar e a eólica, a força das marés e das ondas, as células a hidrogênio, entre outras fontes não consideradas como potenciais emissoras de GEE (GOLDEMBERG & LUCON, 2011).

No âmbito internacional, as fontes renováveis de energia passaram a ser incentivadas, de forma mais evidente, a partir da década de 1970. Dois fatores contribuíram consorciadamente em favor do desenvolvimento e utilização destes energéticos: a emergência da questão ambiental como dimensão estratégica no cenário político internacional e as sucessivas crises ocorridas na indústria do petróleo, responsáveis por gerar grande instabilidade e insegurança à cadeia de suprimento energético de países importadores de petróleo e seus derivados. Inicialmente, as fontes renováveis de energia passaram a ser estimuladas, mesmo que involuntariamente, como alternativas de suprimento energético em substituição aos combustíveis fósseis, visando superar os riscos políticos e econômicos associados à crise instalada na indústria de fornecimento desses combustíveis. Posteriormente, o uso intensivo de fontes não renováveis de energia passou a ser amplamente contestado por estudiosos, centros de pesquisas, entidades e movimentos socioambientais, em vista dos efeitos adversos e interferências na dinâmica natural do clima, com prejuízos imediatos à qualidade de vida das sociedades e dos sistemas vivos como um todo. O forte apelo

social, reivindicando a substituição gradativa das fontes demasiadamente poluentes, elevou a discussão aos fóruns de debate internacionais, com forte repercussão na política e economia dos países.

Ao longo do processo de emergência, desenvolvimento e emancipação da questão ambiental no cenário político e econômico internacional, a temática em torno da produção energética colocou-se como um dos eixos centrais e estratégicos na pauta de debates. Tanto é verdade que, em breve retomada ao curso histórico dos acontecimentos, torna-se bastante evidente a presença desta temática nos principais fóruns e marcos ambientais especializados. Em 1968, um grupo de cientistas e estudiosos criou o Clube de Roma para discutir os dilemas que afligiam a humanidade. A originalidade desta proposta foi reconhecida mundialmente em 1972, com a publicação do primeiro relatório do Clube de Roma, denominado “Limites do Crescimento” (*The Limits to Growth*), também conhecido como “Relatório Meadows”, o qual buscava demonstrar a incoerência da concepção do atual sistema econômico e os limites de crescimento nos moldes pretendidos. A obra assumia um princípio de proporcionalidade, entendendo haver uma similaridade entre as tendências de crescimento populacional e o aumento das demandas por produção de alimentos, exploração de recursos naturais e consumo de energia. Ao fazer referência à produção energética, alertava para as mazelas decorrentes da utilização exacerbada de combustíveis fósseis e os riscos eminentes da energia produzida por reatores nucleares. Neste mesmo ano de 1972, a Organização das Nações Unidas (ONU) convocou os países a participarem da Conferência das Nações Unidas sobre o Ambiente Humano, em Estocolmo, na Suécia. A Conferência de Estocolmo, conforme ficou conhecida, representou o primeiro grande marco multilateral em matéria de meio ambiente, evidenciando os esforços internacionais dos países em busca de uma convergência para os problemas globais relacionados aos temas: Sociedade, Meio Ambiente e Desenvolvimento. Neste mesmo ano, a ONU fundou o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), tendo como finalidade coordenar os trabalhos da instituição em matéria de meio ambiente no âmbito internacional.

No ano seguinte, em 1973, Ernst Friedrich Schumacher publicou sua obra intitulada “O Negócio é Ser Pequeno” (*Small is Beautiful*), criticando não somente a forma e a escala de apropriação dos recursos naturais como meio de promoção de um modelo de progresso econômico ilimitado. Objetivamente, sua crítica questionava a irracionalidade do sistema produtivo centrado numa lógica de mercado, por sua vez

fundamentada num processo de domínio e expropriação deliberada dos recursos naturais. Seguindo esta linha de argumentação, Schumacher chamava atenção para a utilização exacerbada e crescente de combustíveis fósseis e de energia nuclear, contrariando um cenário em que as preocupações ambientais se voltavam para a necessidade de racionamento e progressiva substituição destes energéticos por fontes de natureza renováveis, seguras e menos poluentes. Esta obra tornou-se um clássico para a época, sendo constantemente revisitada nos dias atuais diante da pertinência e atualidade de seus fundamentos. A relevância atribuída à questão ambiental nos anos 1970 produziu efeitos notórios nas décadas seguintes. Ao consumir-se como dimensão estratégica na agenda política internacional, a questão ambiental passou a disseminar suas vertentes de modo a reconfigurar o arranjo das relações existentes entre Estado, Mercado e Sociedade.

Em 1987, a Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (CMMAD) publicou o relatório denominado “Nosso Futuro Comum” (conhecido, ainda, como “Relatório Brundtland”) convocando os Estados quanto à necessidade de se retomar as ações multilaterais – abaladas no período Pós-Segunda Guerra Mundial – em favor de uma nova governança internacional em matéria de meio ambiente e desenvolvimento. Propondo a elaboração de “uma agenda global para mudança”, o Relatório lançou a ideia-conceito de “desenvolvimento sustentável”, sendo este um modelo de desenvolvimento capaz de atender as necessidades do presente sem comprometer a possibilidade de suprimento das necessidades de gerações futuras. Em se tratando de produção energética, enfatizava que todas as fontes de energia apresentam seus custos, benefícios e riscos econômicos, sanitários e ambientais, sendo estes, fatores que concorrem ativamente com outras prioridades governamentais e globais. Destacava, nessa perspectiva, que no processo decisório, “a escolha de uma estratégia energética determinará inevitavelmente a escolha de uma estratégia ambiental” (CMMAD, 1991, p. 186) – razão pela qual justifica e reivindica a priorização de fontes renováveis, limpas e seguras de energia em detrimento de energéticos de natureza finita, demasiadamente poluentes e que ofereçam riscos à saúde e ao meio ambiente.

Anos mais tarde, em 1992, orientando-se pelos princípios estabelecidos na Conferência de Estocolmo e, sobretudo, pelas diretrizes elencadas pelo Relatório Brundtland, a ONU convocou a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento (CNUMAD), realizada na cidade do Rio de Janeiro, a qual passou a

ser denominada de “Rio-92” ou, também, “Cúpula da Terra”. Considerada o marco ambiental de maior expressão da história, a Cúpula da Terra mobilizou esforços de mais de uma centena de países numa tentativa de conjugar e ampliar os debates que compunham a pauta de reivindicações da comunidade internacional em matéria de meio ambiente em torno de uma agenda efetiva e comum a todos os países. Ao término da Conferência, foram assinados os mais importantes acordos ambientais globais da história da humanidade, a saber: as Convenções do Clima e da Biodiversidade, a Agenda 21, a Declaração do Rio para o Meio Ambiente e Desenvolvimento, e a Declaração de Princípios para Florestas. Apesar de todos esses acordos multilaterais estabelecerem uma relação direta com a produção energética, dois merecem atenção diferenciada: a Agenda 21, a qual institui o planejamento como questão prioritária na elaboração de políticas públicas governamentais; e a Convenção do Clima, a qual deu origem à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), instituindo diretrizes técnicas e políticas voltadas à estabilização e posterior redução de emissões de GEE na atmosfera. No exercício de suas atribuições, a UNFCCC realizou, em 1997, em Quioto, no Japão, a *Conferência das Partes* (COP-3), ocasião em que os países participantes instituíram o *Protocolo de Quioto*, o qual definiu metas, parâmetros e mecanismos de redução de emissões de GEE na atmosfera. Na perspectiva vislumbrada pelo Protocolo de Quioto, a produção energética assume relevância estratégica no controle de emissões desses gases, especialmente se definidas políticas de priorização ao aproveitamento do potencial ofertado pelas fontes renováveis de energia. Segundo estimativas da Agência Internacional de Energia (International Energy Agency) – IEA (2012), o percentual de participação das energias renováveis na matriz energética mundial, em 2010, foi da ordem de 13,2%, devendo contribuir com algo em torno de 18,1%, em 2035, caso não sejam adotadas políticas específicas de redução de fontes emissoras de GEE. Contudo, caso seja adotada uma perspectiva de controle destes gases em patamares de estabilização da concentração de CO₂ atmosférico em 450 ppm⁴, o índice de participação das energias renováveis na matriz energética mundial atingiria, em 2035, um percentual de 26,9% do volume total produzido.

⁴ Modelagens do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) demonstram que para se estabilizar as concentrações de CO₂ na atmosfera em 450 ppm (partes por milhão) – o que resultará num acréscimo de 0,5 °C na temperatura média do planeta – demandar-se-á um considerável esforço no século XXI para reduzir as emissões de 2.460 Gt CO₂ para 1.800 Gt CO₂ (IPCC, 2006 *apud* GOLDEMBERG, 2010).

De acordo com Novaes et al. (2000), ainda em 1992, durante a participação na Cúpula da Terra, os países manifestaram sua preocupação em relação à questão energética, apontando-a como um dos principais fatores responsáveis pela poluição ambiental do planeta. No entanto, os debates em relação aos problemas ambientais decorrentes da produção energética adquiriram maior expressão na agenda ambiental internacional somente na Conferência Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (Rio+10), realizada pela ONU em 2002, na cidade de Joanesburgo, na África do Sul. Sob a incumbência de reorientar os rumos da matriz energética mundial, assentada predominantemente no consumo de petróleo e seus derivados, os Estados foram convocados a incorporar fontes mais limpas, eficientes e economicamente viáveis, de modo a priorizar a maior participação das energias renováveis como estratégia à substituição gradativa dos combustíveis fósseis em suas matrizes. Em 2012, a ONU organizou a Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável, denominada “Rio+20”, sediada novamente na cidade do Rio de Janeiro. Ao elencar a questão energética como um dos eixos temáticos na rodada de debates e negociações, a Rio+20 preocupou-se em reafirmar compromissos de incentivo às energias limpas, melhorar a eficiência energética e ampliar o uso de fontes renováveis (ONU, 2012).

Como visto, as fontes renováveis de energia passaram a ser aproveitadas de forma mais intensa na produção de energia elétrica a partir dos anos 1970, coincidindo com um período de gradativo crescimento da demanda interna por eletricidade. Dados da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética – EPE (2013) demonstram um significativo acréscimo no consumo de energia elétrica no país durante o quinquênio 2008-2012. Enquanto a população cresceu, em média, 1,5% a.a., o consumo per capita de eletricidade apresentou um crescimento médio de 4,7% a.a. no respectivo período. Em 2012, a geração total de energia elétrica no país atingiu 552,5 TWh, correspondendo a uma expansão de 3,7% sobre o montante gerado em 2011. Na perspectiva do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA (2011), as energias renováveis oferecem ao Brasil a possibilidade de implementar um modelo energético diferenciado, cuja oferta interna de energia provenha de sistemas produtivos dotados de viabilidade econômica satisfatória e reduzido impacto ambiental. Isso porque o país dispõe de uma vocação muito particular ao desenvolvimento das energias renováveis, uma vez favorecido por condições climáticas e geográficas que lhe garantem ampla diversidade de recursos naturais com estimado potencial de aproveitamento energético.

A partir da década de 1990, iniciou-se um período de profundas transformações de ordem regulatória e funcional no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), as quais passaram a estabelecer novas diretrizes para orientar o planejamento do setor de geração de energia elétrica. De acordo com Tolmasquim (2011), o SEB foi profundamente influenciado, como um todo, pela conjuntura político-econômica internacional característica dos anos 1990. As tendências liberais que adentraram o campo político e econômico desde o final da década anterior, questionando a centralidade do Estado e sua interferência na economia, influenciaram decisivamente o setor de serviços públicos – principalmente em áreas estratégicas da economia, como é o caso do setor elétrico. Seguindo este pensamento dominante, e fundamentando-se em experiências internacionais, viu-se neste período a necessidade de se desenhar um novo modelo institucional para o SEB, tendo como ênfase a competitividade setorial. Considerava-se esgotado o modelo de monopólio estatal responsável pela expansão e consolidação da indústria de energia elétrica que prevaleceu no Brasil até o respectivo período. Mediante a abertura do capital estatal à participação do capital privado, a atuação estatal passou a ser limitada, de modo a reduzir o seu poder de mercado e fomentar a competitividade empresarial do setor.

Na visão de Tolmasquim (2011), esta nova conjuntura deu início ao processo de reestruturação do SEB, que viria a se consolidar na década seguinte. Em 2001, o país vivenciou um colapso no sistema elétrico nacional, levando ao racionamento de energia e gerando forte impacto negativo à economia interna. Na ocasião, a fragilidade do modelo de gestão que regia o SEB, em termos de eficiência e segurança no suprimento, tornava-se evidente, bem como a falta de planejamento e investimentos setoriais. Diante da necessidade de estabelecimento de um marco regulatório apropriado, capaz de superar as condicionantes e distorções presentes no setor, é que se estabeleceu, em 2004, o então denominado “*Novo Modelo Institucional do SEB*”. Fundamentalmente, o marco regulatório que passou a embasar e normatizar o funcionamento deste “Novo Modelo” foi estabelecido pelo texto das Leis nº. 10.847 e nº. 10.848, de março de 2004, e pelo Decreto nº. 5.081, de 30 de julho do mesmo ano, o qual passou a explicitar as modificações e orientar a retomada dos investimentos setoriais. Em termos gerais, a concepção deste Novo Modelo estruturou-se em torno de três princípios elementares, quais sejam: segurança no suprimento, modicidade tarifária e universalização no acesso aos serviços básicos de energia elétrica.

Ao enunciar o princípio da segurança no suprimento energético, o Novo Modelo do SEB reivindicou a retomada do planejamento setorial visando estabelecer políticas de controle e expansão da capacidade produtiva, de modo a atender a crescente demanda interna de eletricidade e garantir a universalização no acesso aos serviços de energia elétrica às comunidades e estabelecimentos não atendidos por tais serviços. Complementarmente, criou mecanismos para estimular a expansão da geração e, ao mesmo tempo, concretizar o princípio da modicidade tarifária, concebido com o intuito de incentivar a concorrência entre os agentes de geração como estratégia para garantir a oferta de energia elétrica ao menor preço relativo. Em outras palavras, a modicidade tarifária prioriza, no ato da contratação de energia elétrica, a aquisição de energia ao menor preço de mercado em relação à unidade de energia produzida (R\$/MWh). Trata-se, portanto, de uma política de mercado regida por leis econômicas de oferta e demanda que prioriza, como fator determinante, a prática do menor preço. Ademais, o governo procedeu com a desverticalização das empresas atuantes nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia, ao passo que instalou novos ambientes de comercialização de eletricidade. Em regra, o novo ordenamento estabeleceu como premissa a competição nos setores de geração e comercialização, ao passo que manteve a política de regulação de tarifas em setores em que a competição não se justifica – ou seja, nos setores de transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais (TOLMASQUIM, 2011). De forma genérica, estas são as principais mudanças trazidas pelo *Novo Modelo Institucional do SEB*. No capítulo III, esta temática será retomada com maior propriedade, apresentando os antecedentes que desencadearam esse processo de reestruturação setorial, assim como as novas regulamentações que passaram a regular o funcionamento do setor.

A reforma institucional trazida pelo Novo Modelo do SEB, consolidado em 2004, resgatou o papel do Estado como ente planejador do sistema elétrico e trouxe como pano de fundo a coexistência entre a participação do capital público e privado no desenvolvimento do setor, contrariando o cenário de intervenção e controle estatal que perdurou desde meados do século XX até a década de 1980, e também, a ênfase depositada na gestão descentralizada que se instalou no SEB a partir dos anos noventa, sob forte predomínio da ótica privada (TEODORO, 2006). Segundo a autora, na medida em que o Governo Federal dava os primeiros passos para reduzir sua participação no setor elétrico, assumindo um papel de agente regulador e planejador do sistema, e estimulando a entrada de investimentos privados em regime de

concorrência, as concessionárias estaduais de energia elétrica foram obrigadas a definir novas estratégias para adaptar-se ao novo ambiente e garantir sua permanência no mercado. Esse processo suscitou grandes questionamentos em relação às consequências imputadas às empresas estatais atuantes no mercado nacional de eletricidade. Isso porque, uma vez instalado um regime de concorrência, as concessionárias estatais do setor elétrico viram-se obrigadas a modificar sua estrutura de funcionamento e investir em formas organizacionais mais eficientes, de modo a garantir um bom desempenho na prestação dos serviços públicos de energia elétrica, de modo a atender satisfatoriamente tanto aos interesses dos acionistas, quanto dos empregados e da sociedade. Essa perspectiva levantada por Teodoro (2006), trazendo para o debate as influências e consequências induzidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB às concessionárias de energia elétrica, constituiu-se em elemento central de motivação e orientação ao delineamento da pesquisa proposto neste recorte investigativo, o qual adota como objeto de estudo a Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

O desenvolvimento do setor elétrico paranaense – e, conseqüentemente, da Copel – encontra-se intrinsecamente imbricado no processo de formação econômica do Estado do Paraná, sendo amplamente influenciado pela dinâmica de transformação econômica e social do Estado, de forma bastante evidente a partir da década de 1930 (PADIS, 1981). Fundada em 1954, por meio do Decreto Estadual n.º 14.947, a Copel dedicou-se inicialmente à exploração dos serviços de energia elétrica no Estado do Paraná, atuando fundamentalmente no segmento da hidroeletricidade. Ressalta-se, neste sentido, que a Copel surgiu com a missão de alavancar o processo de desenvolvimento do setor elétrico paranaense, assegurando as condições básicas de suprimento da demanda interna de eletricidade. A partir da década de 1960, assistiu-se a um processo de rápido crescimento da Companhia, a qual passou a contar com diversas fontes de financiamento para expandir seus negócios. Nos anos 1990, a Copel consolida-se no mercado brasileiro como empresa de referência no setor de eletricidade, diante de sua destacada presença e participação nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O desempenho e *know-how* adquiridos pela Companhia ao longo de sua trajetória de atuação na exploração de potenciais hidráulicos lhe garantiram, a partir deste período, ampla projeção no mercado nacional e internacional de eletricidade, conferindo-lhe o *status* de empresa de referência no setor de geração de energia hidrelétrica (UFPR, 1994). Em vista das transformações

ocorridas na dinâmica de funcionamento do SEB a partir dos anos 1990, e também atenta à própria conjuntura da política econômica internacional, a Companhia passou por um processo de constante reformulação organizacional visando adequar-se ao contexto regulatório vigente, ao passo que aproveitou a oportunidade para delinear novas estratégias de atuação e expansão de sua participação no mercado. Recentemente, a Copel vem demonstrando interesse na exploração de segmentos diferenciados de mercado, dentro e fora do setor de energia elétrica e em diferentes regiões do Brasil. Na geração de eletricidade, essa perspectiva fica bastante evidente: mantendo sua vocação e tradição na exploração de potenciais hidráulicos, a Copel tem tornado público o seu interesse em prospectar novas fontes energéticas com potencial de mercado, sejam elas de natureza renovável ou não renovável e em localidades para além dos limites físicos do Estado do Paraná.

Orientando-se pelos pressupostos colocados em evidência por Teodoro (2006), e com o intuito de contribuir e ampliar o campo de debate em torno das influências induzidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB às concessionárias de energia elétrica, este recorte investigativo busca estabelecer uma interface com a temática das energias renováveis num esforço para compreender se o funcionamento deste Novo Modelo exerce influência determinante sobre a atuação das concessionárias de geração de energia, particularmente no que diz respeito ao aproveitamento das fontes de natureza renovável. Partindo desta perspectiva de organização do setor elétrico no cenário nacional, esta pesquisa concentra seu foco de análise em torno da atuação da Copel no mercado de geração de eletricidade no período posterior a 2004, quando da entrada em vigor das regulamentações estabelecidas pelo Novo Modelo do SEB.

Nessa diretiva, são apresentadas, a seguir, as questões de pesquisa a que este estudo propõe-se a responder:

- a) A concepção do *Novo Modelo Institucional do SEB* exerce influência determinante sobre o processo de aproveitamento das fontes renováveis de energia pelas empresas concessionárias de geração de eletricidade?
- b) Na conjuntura atual de funcionamento do mercado brasileiro de eletricidade, seria a política da modicidade tarifária (política de menor preço) o fator que tem desempenhado maior influência no processo de decisão e escolha das fontes primárias de energia a serem priorizadas pela Copel em novos empreendimentos de geração de eletricidade?

- c) Em termos de produção energética, a Copel vem desenvolvendo iniciativas de promoção e priorização das fontes renováveis de energia em novos empreendimentos de geração de energia elétrica?

Portanto, faz-se pertinente investigar o processo de reestruturação do SEB e a influência deste Novo Modelo sobre a atuação da Copel em termos de desenvolvimento do setor de geração de energia elétrica. A partir desta perspectiva, são delineados e apresentados, a seguir, os objetivos desta pesquisa.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar, à luz da reforma estabelecida pelo *Novo Modelo Institucional do SEB*, consolidado em 2004, os fundamentos e perspectivas de atuação da Copel em matéria de aproveitamento das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade.

1.2.2 Objetivos Específicos

- I. Apresentar os antecedentes históricos que exerceram influência relevante sobre o processo de reestruturação do SEB;
- II. Desvelar os principais pontos reformados pelo Novo Modelo Institucional do SEB, seus princípios norteadores e sua nova estrutura organizacional, em vista das consequências imputadas ao setor de geração de energia elétrica;
- III. Investigar, sob a ótica deste Novo Modelo, como se dá o processo de planejamento, definição e contratação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica;
- IV. Investigar a prioridade atribuída pela Copel às fontes renováveis de energia na expansão de seus negócios de geração de eletricidade;
- V. Identificar as iniciativas desenvolvidas pelo setor de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) da Copel em matéria de promoção e desenvolvimento das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade.

1.3 HIPÓTESES DE PESQUISA

No intuito de atender às questões de pesquisa, são adotadas as seguintes hipóteses como diretrizes condutoras e orientadoras da análise:

- a) Em termos práticos, o fator que exerce influência decisiva sobre o processo de aproveitamento das fontes renováveis de energia pelas empresas concessionárias de geração de eletricidade não está atrelado determinantemente à arquitetura do Novo Modelo Institucional do SEB, e sim ao planejamento e às estratégias governamentais adotadas para promover a expansão do setor;
- b) Tendo em vista que o mercado brasileiro de geração de energia elétrica é demasiadamente concentrado e competitivo, a Copel vem diversificando sua matriz produtiva mediante a exploração de fontes energéticas que ofereçam melhor modicidade tarifária (ou seja, possibilidade de comercialização da energia produzida ao menor preço relativo), sendo a natureza da fonte energética (renovável ou não renovável) secundarizada em razão do fator “preço”;
- c) Através de seu setor de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a Copel desenvolve estudos e projetos voltados a obter novas aplicações e aprimorar os processos de utilização das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade, dando prioridade às fontes energéticas que possibilitam maior modicidade tarifária e, conseqüentemente, maior facilidade de acesso ao mercado.

1.4 METODOLOGIA

Em uma rápida investigação em portais eletrônicos de diferentes órgãos governamentais responsáveis pela elaboração da política e do planejamento estratégico do SEB – tais como MME, Aneel, EPE, ONS, Eletrobrás – ou até mesmo em portais eletrônicos das principais companhias de energia atuantes no mercado brasileiro de eletricidade (Cesp, Cemig, Copel, entre outras), depara-se com uma quantidade enorme de informações e dados técnicos voltados ao monitoramento operacional e controle dos sistemas de geração, comercialização, distribuição e consumo de energia elétrica no país. São informações que permitem analisar a *performance* de funcionamento do sistema elétrico brasileiro.

Da mesma forma, ao investigar as iniciativas de cunho científico abordadas em teses e dissertações, percebe-se o grande interesse demonstrado pela academia no uso destas informações. Em grande parte, o recorte de estudo delimitado nessas pesquisas limita-se à abordagem orientada a aspectos de funcionamento de um determinado segmento do SEB (geração, comercialização, distribuição ou consumo de energia elétrica), restringindo a análise a questões intersetoriais de natureza muito específica – muitas vezes, fundamentadas estritamente em dimensões técnicas. Contudo, quando se observa a produção de conhecimentos voltada ao debate em torno do Novo Modelo Institucional do SEB, em vigor desde 2004, percebe-se haver uma carência enorme de trabalhos investigativos abordando esta temática. Há de se considerar, contudo, que esta discussão é bastante recente e que, apesar deste modelo estar completando uma década desde o seu processo de consolidação, encontra-se em permanente processo de construção e reavaliação, sendo alvo recorrente de novas disposições normativas e regulamentárias designadas a reformar, adequar e testar novos mecanismos e instrumentos projetados para garantir eficiência, viabilidade e segurança operacional ao sistema.

Conforme delineado anteriormente, este estudo propõe-se a analisar se o Novo Modelo Institucional do SEB estabelece relação de influência determinante sobre o processo de aproveitamento de fontes renováveis de energia na geração de eletricidade. Para isso, tomou a Copel – e sua atuação no mercado – como objeto de estudo. Nesse sentido, reivindica inicialmente um esforço no sentido de compreender a dinâmica de funcionamento do SEB, em vista de seu ordenamento normativo e regulatório (macro abordagem), para somente então investigar se este modelo institucional desenhado para o setor tem exercido influência determinante sobre o processo de escolha das fontes primárias de energia priorizadas pela Copel em novos empreendimentos de geração de eletricidade (micro abordagem). Parte, portanto, da análise de um contexto macro (organização do SEB) para, posteriormente, debruçar-se sobre as influências e consequências imputadas ao cenário micro (atuação da Copel no mercado). Sem qualquer pretensão de esgotar o debate em torno da temática investigada, pretende-se identificar e fornecer elementos de análise para ampliar o debate e estimular o desenvolvimento de novos estudos em torno desta questão.

Conforme destacado, trata-se de uma temática pouco abordada e debatida na literatura, ao menos em se tratando dos moldes e propósitos de investigação delineados nesta ocasião. Dada à circunstância, optou-se por adotar, como

instrumental metodológico, a *pesquisa de natureza exploratória*, concebida por Gil (1991, p. 45) como àquela objetivada em “proporcionar maior familiaridade com o problema, com vista a torná-lo mais explícito ou a construir hipóteses”; ou, ainda, conforme sugere Köche (2011, p. 122), “é a que se desenvolve tentando explicar um problema utilizando o conhecimento disponível a partir das teorias publicadas em livros ou obras congêneres”. De acordo com Gil (1991), a pesquisa exploratória preocupa-se, portanto, com o aprimoramento de ideias ou com a descoberta de intuições.

Diferentemente das pesquisas experimentais e descritivas, as quais pressupõem que o pesquisador obtenha um conhecimento aprofundado a respeito dos fenômenos e problemas que está investigando, na pesquisa exploratória não se trabalha com a relação entre variáveis, mas com o levantamento da presença das variáveis e da sua caracterização quantitativa ou qualitativa. Nesses casos, torna-se necessário investigar a natureza do fenômeno e apontar as características essenciais das variáveis adotadas como objeto de estudo (KÖCHE, 2011). Em vista destas particularidades, a pesquisa exploratória assume um planejamento bastante flexível, possibilitando a consideração dos mais variados aspectos relativos ao fato estudado (GIL, 1991).

Para Selltiz et al. (1967 *apud* GIL, 1991), na maioria dos casos, as pesquisas exploratórias envolvem: a) levantamento bibliográfico; b) entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado; e, c) análise de exemplos que “estimulem a compreensão”. Assim, o principal delineamento utilizado na coleta de dados e desenvolvimento da pesquisa exploratória fundamenta-se na apropriação de conhecimentos que se valem da pesquisa bibliográfica e documental⁵ (fontes de papel) e de dados e informações fornecidas por pessoas a partir de técnicas distintas, tais como entrevistas, questionários e formulários, entre outras.

De acordo com Marconi & Lakatos (2009), a pesquisa bibliográfica – ou de fontes secundárias – abrange toda bibliografia já tornada pública em relação ao tema de estudo abordado, o que compreende desde publicações avulsas, boletins, jornais, revistas, livros, pesquisas, monografias, teses, etc., até meios de comunicação orais e audiovisuais. Sua finalidade é colocar o pesquisador em contato direto com tudo o que foi escrito a respeito da temática de estudo. Sustentando-se nas visões de Manzo

⁵ Gil (1991) visualiza a pesquisa documental como parte da pesquisa bibliográfica. De acordo com o autor, a pesquisa documental vale-se de materiais dotados (ou não) de tratamento analítico prévio ou que possam ser reelaborados de acordo com os objetos da pesquisa, tais como: arquivos e relatórios de instituições públicas e privadas, publicações administrativas, marcos normativos e regulamentários, documentos contratuais, fontes estatísticas e banco de dados, entre outros documentos. Contudo, boa parte das fontes usualmente consultadas nas pesquisas documentais pode ser tratada como fontes bibliográficas.

(1971) e Trujillo (1974), respectivamente, Marconi & Lakatos (2009, p. 57) destacam que a bibliografia pertinente “oferece meios para definir, resolver, não somente problemas já conhecidos, como também explorar novas áreas onde os problemas não se cristalizaram suficientemente”, e tem por objetivo permitir ao cientista “o reforço paralelo na análise de suas pesquisas ou manipulação de suas informações”. Entendem, contudo, não ser a pesquisa bibliográfica um mero processo de repetição de tudo o que tenha sido dito ou escrito sobre determinado assunto, uma vez que esta técnica de pesquisa “propicia o exame de um tema sob novo enfoque ou abordagem, chegando a conclusões inovadoras”. São finalidades da pesquisa bibliográfica, segundo Köche (2011): a) ampliar o grau de conhecimentos em uma determinada área, capacitando o investigador a compreender ou delimitar melhor um problema de pesquisa; b) dominar o conhecimento disponível e utilizá-lo como base ou fundamentação na construção de um modelo teórico explicativo de um problema, ou seja, como instrumento auxiliar para a construção e fundamentação das hipóteses; ou, ainda, c) descrever ou sistematizar o estado de arte, daquele momento, pertinente a um determinado tema ou problema.

Outra técnica muito adotada na pesquisa exploratória, e que exerce importante função na área da ciência social, diz respeito à entrevista. Marconi & Lakatos (2009, p. 80) entendem a entrevista como “um procedimento utilizado na investigação social, para a coleta de dados ou para ajudar no diagnóstico ou no tratamento de um problema social”. Trata-se, portanto, de uma conversação de natureza metódica, face a face, na qual proporciona ao entrevistando a possibilidade de obtenção de informações relevantes ao objeto de estudo. Entre outras possibilidades, Selltiz (1965 *apud* MARCONI & LAKATOS, 2009) entende que a técnica da entrevista permite *averiguar os “fatos”* – ou seja, descobrir se as pessoas que estão de posse de certas informações são capazes de compreendê-las; e *determinar as opiniões sobre os “fatos”* – quer dizer, conhecer o que as pessoas pensam ou acreditam serem os respectivos fatos.

Por último, a análise em torno de um fato concreto estimula a compreensão do pesquisador à medida que amplia seu campo de visão em relação ao objeto investigado (SELLTIZ et al., 1967 *apud* GIL, 1991). Essa premissa ressalta a importância de preocupar-se com a dimensão local⁶. Ao delimitar o objeto de estudo,

⁶ Essa perspectiva é defendida por Cristovam Buarque em prefácio de obra destinada a Ignacy Sachs. Para mais informações, consultar: BUARQUE, C. Ignacy Sachs: o professor humanista para o século XXI. (Prefácio). In: SACHS, I. *Caminhos para o desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: Garamond, 2009.

reivindica-se um esforço do pesquisador para que, ao remetê-lo à investigação a partir de sua cosmovisão e leitura do contexto social, estabeleça uma interface de conexão e diálogo com uma perspectiva local em que esta situação se aplica ou se verifica.

Sustentando-se nos pilares mencionados por Selltiz et al. (1967 *apud* GIL, 1991), este estudo orientou-se metodologicamente de forma a seguir as três etapas apontadas pelos autores, conforme descrição a seguir:

- a) *Etapa I – levantamento bibliográfico:* meio utilizado para construir o referencial teórico-conceitual em torno das energias renováveis e caracterizar o processo de reestruturação do SEB, identificando a natureza das reformas e a nova conjuntura de organização e funcionamento do setor. Utilizado também para retomar aspectos históricos importantes do processo de desenvolvimento e reestruturação organizacional da Copel no mercado, bem como para investigar a atuação do seu setor de geração de energia elétrica. Cabe ressaltar que, em virtude do recorte de estudo delineado nesta investigação, a pesquisa bibliográfica perpassa todas as etapas da construção analítica, sendo empregada com a finalidade de trazer elementos de maior explicitação e compreensão do problema, bem como para sustentar apropriadamente o processo de fundamentação teórica e possibilitar o exame em torno da veracidade das hipóteses adotadas. Na construção do referencial teórico em torno do SEB, além de espelhar-se na literatura especializada disponível em meio físico (fontes de papel) e eletrônico, foram consultados documentos e informações disponibilizados em portais eletrônicos de diferentes órgãos da administração pública federal (MME, Aneel, EPE, ONS, Eletrobras) e demais instituições públicas e privadas atuantes no setor elétrico. Já na investigação voltada em torno da atuação da Copel no mercado, foram consultados atos administrativos, documentos institucionais como relatórios administrativos e demonstrações contábeis, além de informações disponibilizadas no portal eletrônico da Companhia, consideradas de relevante interesse para o estudo. Foram observados, também, textos e informações publicados em jornais de grande circulação no Estado do Paraná;
- b) *Etapa II – entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado:* técnica empregada com a finalidade de identificar e entrevistar atores-chave atuantes em diferentes segmentos do mercado

brasileiro de eletricidade com o intuito de estimular e ampliar as fronteiras e horizontes do debate em torno das mudanças trazidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB às concessionárias de geração de eletricidade. Nesse sentido, foram realizadas *entrevistas semiestruturadas e não dirigidas*⁷ de modo a identificar e confrontar a percepção destes atores com fundamentos e pressupostos teóricos estabelecidos na literatura. Como critério de seleção, foram identificados e selecionados atores que ocupam cargo gerencial em suas respectivas instituições, com o intuito de aproximar-se de uma leitura mais coerente com a visão institucional presente no âmbito de cada uma das empresas, quais sejam: Copel (estatal) e Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas – ABRAPCH (iniciativa privada). No âmbito da Copel, foi entrevistado o Gerente de Departamento e também Coordenador de Planejamento e Estudos Ambientais da Companhia, responsável pelo setor de planejamento e execução de estudos ambientais voltados à implementação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica. Na outra oportunidade foi entrevistado o Presidente da ABRAPCH, entidade voltada ao desenvolvimento de projetos e fomento de políticas setoriais de viabilização e aproveitamento de potenciais hidráulicos de pequeno porte dispersos em todo território nacional. Os roteiros de entrevista, utilizados como parâmetro de referência para direcionar e conduzir o diálogo junto aos entrevistados, são apresentados nos Anexos I e II;

- c) *Análise de exemplos que “estimulem a compreensão”*: em vista das mudanças induzidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB (macro abordagem) ao segmento de produção energética, toma-se a Copel como objeto de estudo com o intuito de investigar as influências exercidas por este modelo sobre o setor de geração de energia elétrica da Companhia (micro

⁷ De acordo com Marconi & Lakatos (2009), nas entrevistas de natureza “*despadronizada ou não estruturada*”, o pesquisador tem liberdade para conduzir a dinâmica e o direcionamento do processo de entrevista, podendo explorar, de maneira mais ampla, uma determinada questão ou assunto de seu interesse. Em geral, as perguntas são abertas e podem ser respondidas dentro de um processo de conversação informal. No entendimento de Ander-Egg (1978 *apud* MARCONI & LAKATOS, 2009), ao adotar uma postura *não dirigida*, o entrevistando deixa o entrevistado a vontade para expressar suas opiniões e sentimentos, devendo o primeiro apenas incentivar o diálogo, no sentido de estimular o informante a falar sobre determinado tema ou assunto, sem, entretanto, forçá-lo a responder. Para fins de investigação, qualifica-se esta entrevista como de natureza “*semiestruturada*”, devido ao fato de ter sido utilizado um roteiro de entrevista predefinido e aplicado de forma não dirigida, de forma a privilegiar o caráter informal do diálogo e oferecer tanto ao entrevistando quanto ao entrevistado a possibilidade de atribuir maior ênfase a determinados aspectos que julgarem relevantes – por sua vez, não necessariamente preestabelecidos no roteiro de pesquisa.

abordagem), particularmente no que diz respeito ao processo de escolha e aproveitamento das fontes renováveis de energia. Nesta etapa, são confrontadas as informações contidas na literatura com posicionamentos e questões levantadas pelos entrevistados. Constitui-se, portanto, num esforço engendrado pelo pesquisador com vistas a travar um processo de diálogo capaz de gerar novas reflexões e indicativos frutíferos ao exercício de comprovação ou refutação das hipóteses de pesquisa.

Uma vez definido e apresentado o instrumental metodológico, e feitas as devidas considerações, apresenta-se, a seguir, a relevância e contribuição deste recorte de estudo ao Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento (PPGMAD) da Universidade Federal do Paraná (UFPR).

1.5 RELEVÂNCIA DA PESQUISA

A produção energética constitui-se numa atividade de natureza genuinamente impactante. Dados do IPEA (2011) demonstram que o setor energético é responsável por quase 10% de todo o consumo final de energia no país e também responde por cerca de 16% das emissões totais de GEE. Na visão deste Instituto, boa parte dessas emissões resulta da participação dos combustíveis fósseis no modelo atual de matriz energética, sendo estes os maiores emissores de GEE e de uma série de outros poluentes atmosféricos.

Por outro lado, parece haver um consenso entre diversos autores na literatura de que as energias renováveis oferecem ao Brasil a possibilidade de desenvolver um modelo energético capaz de conjugar questões de sustentabilidade ambiental com satisfatória viabilidade econômica (CMMAD, 1991; SACHS, 2009; GOLDEMBERG & LUCON, 2011; IPEA, 2011). Compartilhando da opinião do eminente pensador indiano M. S. Swaminathan, Sachs (2009, p. 29) afirma que *“uma nova forma de civilização, fundamentada no aproveitamento sustentável dos recursos naturais, não é apenas possível, mas essencial”*. Ainda, segundo o autor, os países tropicais, de modo geral, e o Brasil, em particular, detêm as condições e a oportunidade de promover um projeto endógeno de desenvolvimento fundamentado no aproveitamento racional dos recursos naturais, atendendo simultaneamente a critérios de relevância social, prudência ecológica e viabilidade econômica. Contudo, essa possibilidade está condicionada,

segundo Sachs (2009, p.31-32) ao desenvolvimento de “uma abordagem holística e interdisciplinar, na qual cientistas naturais e sociais trabalhem juntos em favor do alcance de caminhos sábios para o uso e aproveitamento dos recursos da natureza, respeitando a sua diversidade”.

Seguindo uma linha de pensamento análoga a defendida por Sachs (2009), Rech (2010) vislumbra a questão energética como uma temática multidisciplinar por excelência. Ressalta, nesse sentido, que: a) se tomada em função de seu conceito físico, integra o universo das ciências; b) como um “bem público”, recai sob o escopo das humanidades – visto que os processos de produção e consumo são mediados por um conjunto de relações sociais (indivíduos, grupos e classes sociais); c) questões como tarifação e acesso rebatem sob o campo econômico e político; d) como recurso natural, reivindica a abordagem das ciências da natureza⁸. Diante destas características, a abordagem da questão energética como problema de pesquisa está condicionada, segundo o autor, a um processo de compreensão holística da totalidade e complexidade do sistema produtivo, o que perpassa pela análise das fontes de energia utilizadas, pelos processos de transformação e pelos diferentes usos finais empregados no conjunto da sociedade. Isso consiste, segundo Rech (2010, p. 23), na compreensão da forma de “organização dos sistemas energéticos, sua segmentação vertical (geração, transmissão, comercialização e distribuição) e horizontal, mediante a complexa rede de fornecedores de bens e serviços que se articulam em cadeias produtivas, bem como os arcabouços institucionais que regulam a atuação dos agentes e dos fluxos”.

As reflexões trazidas por Sachs (2009) colocam em evidência a prioridade de se debater os rumos da produção energética, sendo esta temática ainda mais pertinente para o caso do Brasil, em vista da diversidade e do potencial de aproveitamento das energias renováveis disponíveis em seu território. Por sua vez, essa perspectiva aliada aos apontamentos de Rech (2010) vem ao encontro da motivação depositada na realização deste estudo, preocupado em investigar as possíveis influências que o processo de reestruturação do SEB trouxe às concessionárias de geração de energia elétrica no que diz respeito ao aproveitamento das fontes renováveis de energia. Para tanto, concentra seu foco de análise na atuação da Copel, entidade estadual de economia mista com ampla participação e referência no mercado brasileiro de

⁸ Pode-se acrescentar, ainda, as dimensões técnica e tecnológica, as quais exercem influência determinante em todas as etapas da cadeia produtiva, sendo decisivas no processo de escolha e aproveitamento dos diferentes recursos energéticos.

eletricidade e com importante papel do processo de desenvolvimento econômico e social do Estado do Paraná.

Não obstante, essas reflexões e apontamentos vêm de encontro aos interesses da linha de pesquisa “Tecnologia, Ambiente e Sociedade” do Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento (PPGMADE) da Universidade Federal do Paraná. O PPGMADE está fundamentado na concepção de que devem ser transpostas as fronteiras conceituais e metodológicas que se ergueram entre as ciências ao longo de sua evolução, sendo esta uma condição para se obter a adequada abordagem da questão ambiental na proposição ou aplicação de planos de desenvolvimento ou gestão de recursos naturais. Nessa perspectiva, tornam-se de interesse imediato do Programa temáticas de estudo que extrapolam os limites e fronteiras disciplinares do conhecimento, tal como é o caso da produção energética. Objeto central desta investigação, a questão energética constitui-se num dos eixos norteadores da linha “Tecnologia, Ambiente e Sociedade”, por sua vez interessada no debate de temáticas do gênero, tais como: políticas energéticas; governança e mudanças ambientais globais; exploração comercial e impactos das fontes de energia não renováveis, renováveis e alternativas; entre outros assuntos correlacionados.

1.6 ESTRUTURA DO TEXTO

O texto encontra-se organizado em quatro capítulos, seguidos da discussão dos resultados e considerações finais, referenciais bibliográficos e anexos que se seguem ao final do documento.

O primeiro capítulo parte desta abordagem introdutória, voltada à apresentação do problema e das questões de pesquisa, delimitação dos objetivos e hipóteses de estudo, instrumentos metodológicos e relevância da pesquisa.

No segundo capítulo, são apresentados os fundamentos teórico-conceituais em torno das energias renováveis, ao passo em que são caracterizadas as principais fontes renováveis de energia utilizadas na geração de eletricidade. Dá-se ênfase, também, aos estágios de desenvolvimento tecnológico e às perspectivas futuras de contribuição das fontes renováveis de energia na produção de eletricidade.

O capítulo terceiro trata do aproveitamento das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade à luz dos preceitos estabelecidos pelo Novo Modelo

Institucional do SEB, consolidado em 2004. Num primeiro momento são apresentados os antecedentes que levaram ao processo de reestruturação do SEB, os principais pontos reformados e a nova estrutura organizacional do setor, atentando-se para as interfaces estabelecidas com o setor de geração de energia elétrica. Posteriormente, adentra-se o campo do mercado brasileiro de energias renováveis com o intuito de demonstrar a participação destas fontes na matriz elétrica nacional, investigar as influências induzidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB ao aproveitamento destes energéticos e debater a prioridade atribuída pelas políticas governamentais em torno do desenvolvimento do setor.

A abordagem em torno da atuação da Copel em matéria de aproveitamento das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade é realizada no quarto capítulo. Inicialmente, dá-se ênfase ao processo de desenvolvimento da Companhia, apresentando sua estrutura organizacional e os segmentos em que participa no mercado. Posteriormente, analisa-se a participação das energias renováveis na matriz elétrica da Companhia e as iniciativas de promoção e desenvolvimento destas fontes estimuladas no âmbito do setor de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) da empresa.

Por fim, são apresentados e debatidos os resultados obtidos nesta investigação.

Uma vez delineados e apresentados, nesta abordagem introdutória, o problema e as questões de pesquisa, os objetivos e as hipóteses de estudo, o instrumental metodológico e a relevância deste recorte investigativo, parte-se para a construção do referencial teórico-conceitual seguindo a estrutura de texto acima apresentada.

CAPÍTULO II

2 ENERGIAS RENOVÁVEIS: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES

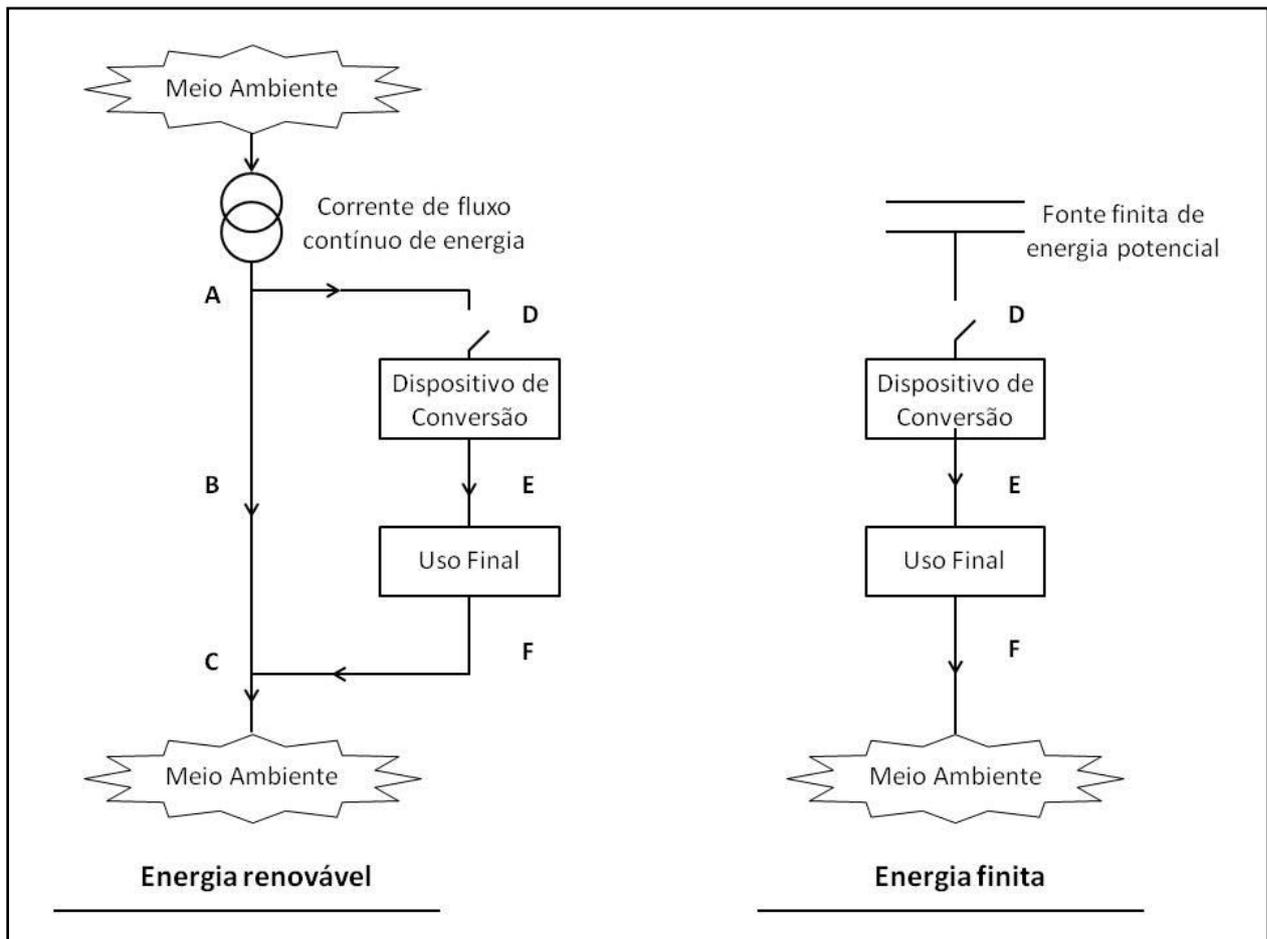
2.1 ASPECTOS TEÓRICO-CONCEITUAIS

A palavra “energia” deriva das terminologias gregas *en* (em) e *ergon* (trabalho), conceitualmente definida pela sua capacidade de realizar trabalho (BOYLE, 2012). De acordo com Twidell & Weir (2006), a energia primária disponível na superfície terrestre origina-se a partir das seguintes fontes:

- a) Do Sol;
- b) Do movimento potencial gravitacional entre Sol, Lua e Terra;
- c) Energia geotérmica de resfriamento, reações químicas e radiações naturais incidentes sobre a Terra;
- d) Reações nucleares induzidas pelo Homem;
- e) Reações químicas de fontes minerais.

As fontes primárias de energia podem ser segregadas em duas classes: fontes renováveis ou não renováveis de energia. Twidell & Weir (2006, p. 7) definem as energias renováveis como sendo aquelas “obtidas a partir de fluxos naturais e persistentes de energia que ocorrem de forma imediata no ambiente”. Já as energias não renováveis (ou finitas) são aquelas “obtidas a partir de estoques estáticos subterrâneos, liberados somente a partir de um processo de intervenção humana” (tradução livre). Essa distinção conceitual é representada na Figura 1. A indicação orientada no sentido A, B, C representa o fluxo natural de energia disponível no ambiente, isento de qualquer processo de intervenção humana; enquanto a orientação D, E, F demonstra o processo de intervenção humana captando fluxos de energia. Evidencia-se, nesse sentido, que o processo de aproveitamento das energias renováveis constitui-se num processo cíclico, não levando à redução e conseqüente esgotamento dos estoques energéticos, ao contrário do que ocorre com a utilização das fontes não renováveis de energia.

Figura 1: Comparação entre os fluxos energéticos de natureza renovável e finita



Fonte: Adaptado de Twidell & Weir (2006, p. 8).

Ainda em torno do aspecto conceitual, Sorensen (2000 *apud* BOYLE, 2012, p.14), define energias renováveis como “fluxos de energia que são reabastecidos no mesmo ritmo em que são utilizados” (tradução livre). Nesta mesma perspectiva, Goldemberg & Lucon (2011, p. 68) entendem que “uma fonte primária pode ser considerada renovável quando as condições naturais permitem sua reposição em um curto horizonte de tempo”.

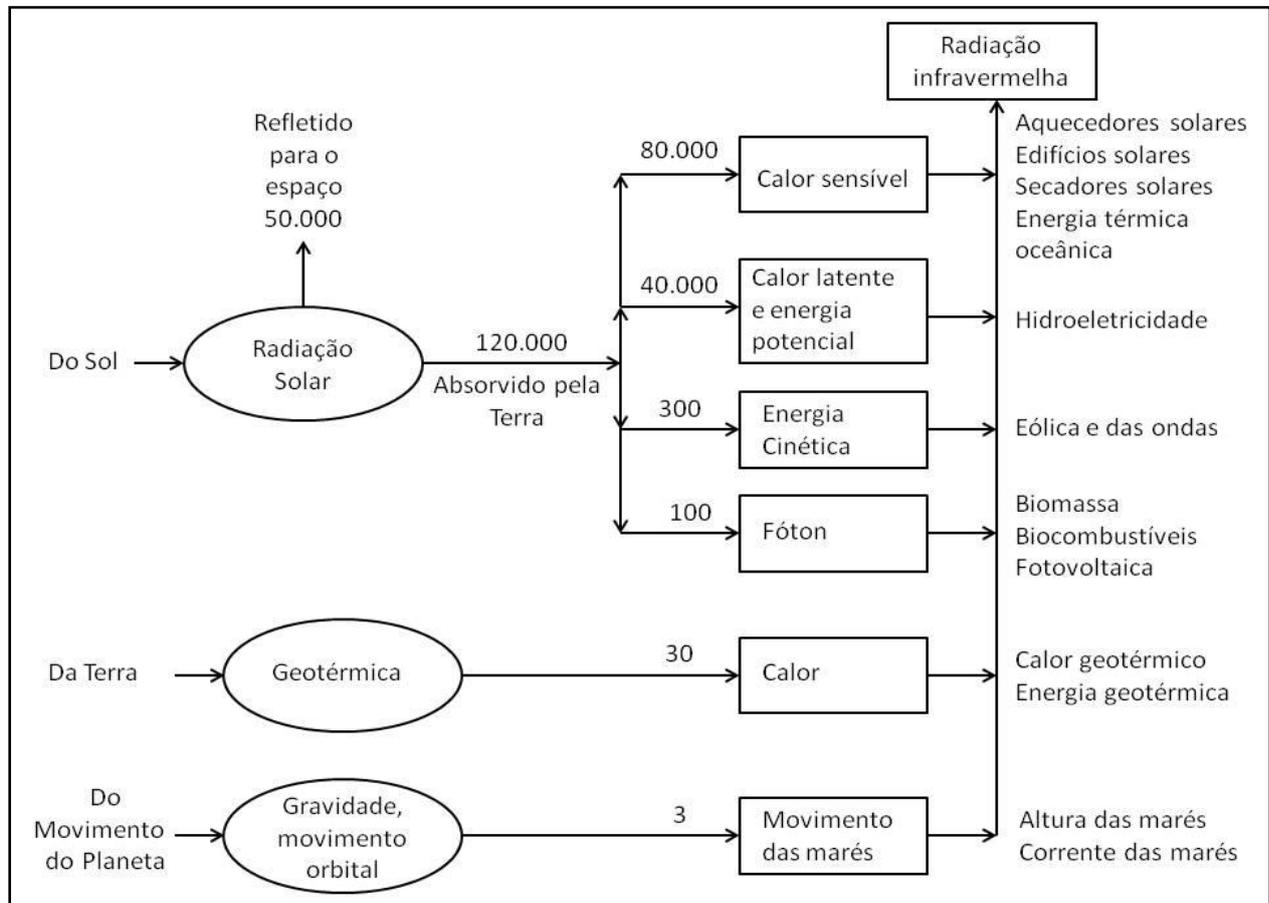
Observa-se, nesse sentido, haver um consenso literário em relação aos aspectos conceituais que envolvem as “energias renováveis”, por sua vez determinadas pelas seguintes características: a) constituem-se em fluxos naturais perenes e contínuos de energia; b) permitem a reposição imediata dos fluxos energéticos consumidos; c) não provocam a redução ou esgotamento de reservas ou estoques energéticos. Em vista destas características, Goldemberg & Lucon (2011) consideram como fontes renováveis:

- a) A *energia solar*, através da radiação emitida pelo Sol;
- b) A *energia maremotriz*, decorrente das variações das marés (energia gravitacional do sistema Lua-Terra-Sol) e das correntes marinhas, geradas por diferenças de temperatura nos oceanos;
- c) A *energia geotermal*, oriunda do interior da Terra;
- d) A *energia potencial hidráulica*, decorrente do aproveitamento gravitacional da energia concentrada em quedas d'água ou pela força dos rios;
- e) A *energia eólica*, aproveitando-se a intensidade dos ventos (ou gerada por diferenças de pressão), e;
- f) A *biomassa*, mediante a utilização de lenha, carvão vegetal, resíduos orgânicos, produtos agrícolas, entre outros.

Tem-se, por outro lado, as fontes não renováveis de energia, obtidas a partir da exploração de estoques subterrâneos estáticos, cujo processo de reposição natural das reservas dá-se em horizonte de tempo descompassado e imensamente superior ao ritmo e escala de consumo dos energéticos. Constituem-se como fontes primárias de energia não renováveis: o carvão mineral, o petróleo, o gás natural, o gás de folhelho (*shale gas*) e outros combustíveis fósseis (como a turfa), além da utilização de substâncias e compostos radioativos (como o urânio) para a produção de energia nuclear. Em síntese, pode-se convencionar que as fontes renováveis de energia são perenes e contínuas, enquanto as fontes não renováveis são finitas – ou seja, extinguem-se na medida em que as reservas e os estoques energéticos se esgotam.

Carvalho (2009) demonstra que a principal fonte de energia que incide sobre a Terra advém de fótons de alta energia produzidos por reações de fusão nuclear que ocorrem no interior do Sol, de onde são emitidos isotropicamente para o espaço numa larga faixa de comprimento de onda. A incidência de energia solar que atinge anualmente a Terra é da ordem de $1,5 \times 10^{18}$ kWh, sendo que parte substantiva desta energia é refletida (albedo) pela atmosfera terrestre. Estima-se que o fluxo total absorvido pela Terra corresponde a $1,2 \times 10^{17}$ W. Na Figura 2, são quantificados os fluxos energéticos de natureza renovável que incidem de forma contínua sobre a superfície terrestre. Percebe-se, nesse sentido, haver uma enorme variação na ordem de grandeza dos fluxos energéticos ($1:10^5$), com destacada predominância da radiação e do calor solar como fonte primária de energia.

Figura 2: Fluxos energéticos de natureza renovável que incidem continuamente sobre a superfície terrestre (valores em terawatts [10^{12} W])

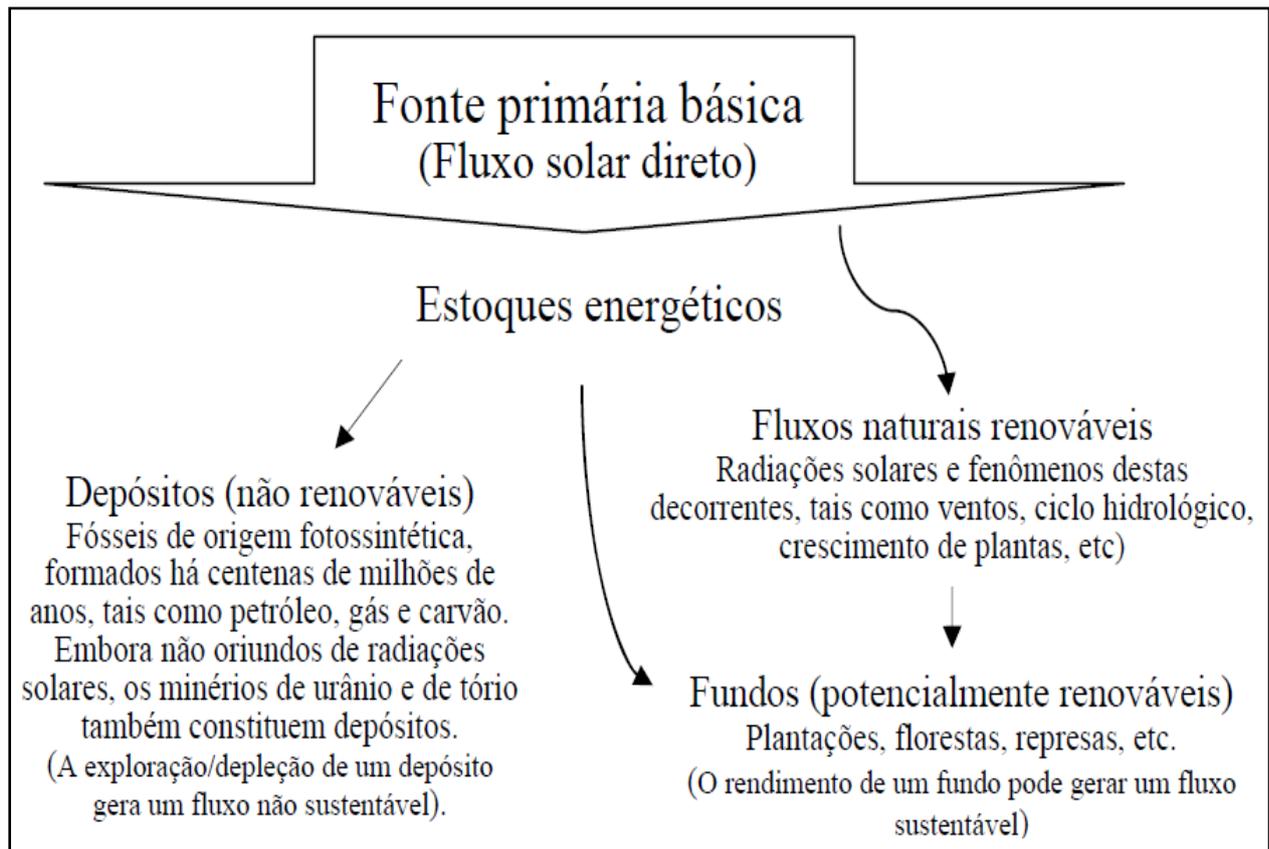


Fonte: Adaptado de Twidell & Weir (2006, p. 9).

Observa-se, portanto, que a maior parte da energia disponível para consumo humano provém, direta ou indiretamente, do fluxo solar⁹. Apenas uma pequena parcela origina-se dos gêiseres, dos vulcões e do calor interno da Terra, além da energia das marés. Carvalho (2009) apresenta um modelo esquemático de classificação das diversas fontes de energia empregadas pela sociedade a partir de três elementos de análise: estoques, depósitos e fluxos (Figura 3). Os estoques energéticos englobam depósitos e fundos. A exploração dos depósitos gera fluxos que se extinguem quando o depósito se esgota. Os fundos podem gerar fluxos sustentáveis, desde que sua exploração não seja predatória. O fluxo solar, por sua vez, pode ser aproveitado de forma direta (por intermédio de sistemas fotovoltaicos e coletores termossolares, por exemplo) e indireta, mediante a captação dos fluxos naturais renováveis.

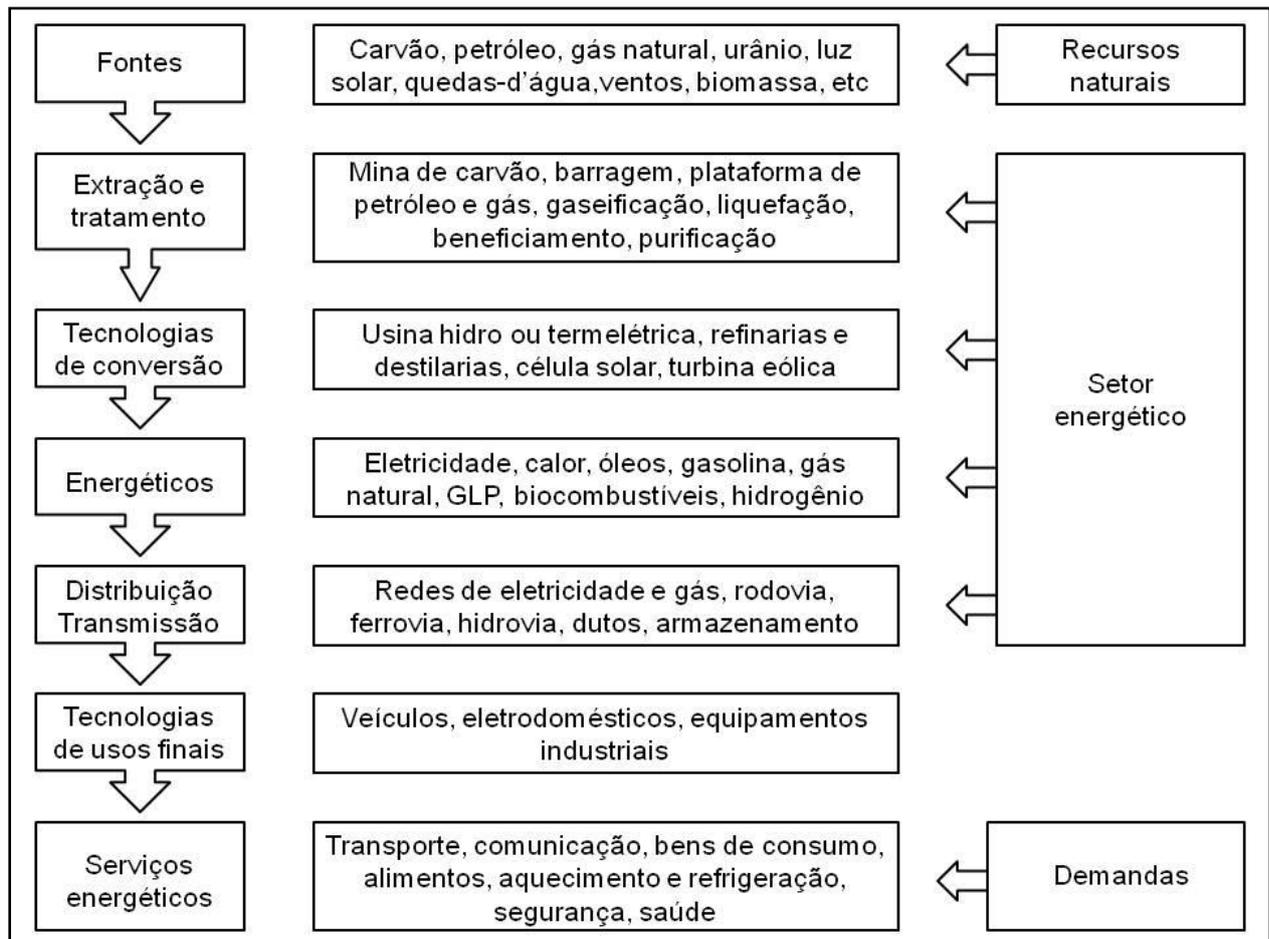
⁹ Para mais informações, ver: Braga et al., 2005; Sachs, 2009.

Figura 3: Fontes, fluxos, estoques, depósitos e fundos de energia



Fonte: Carvalho (2009, p. 40).

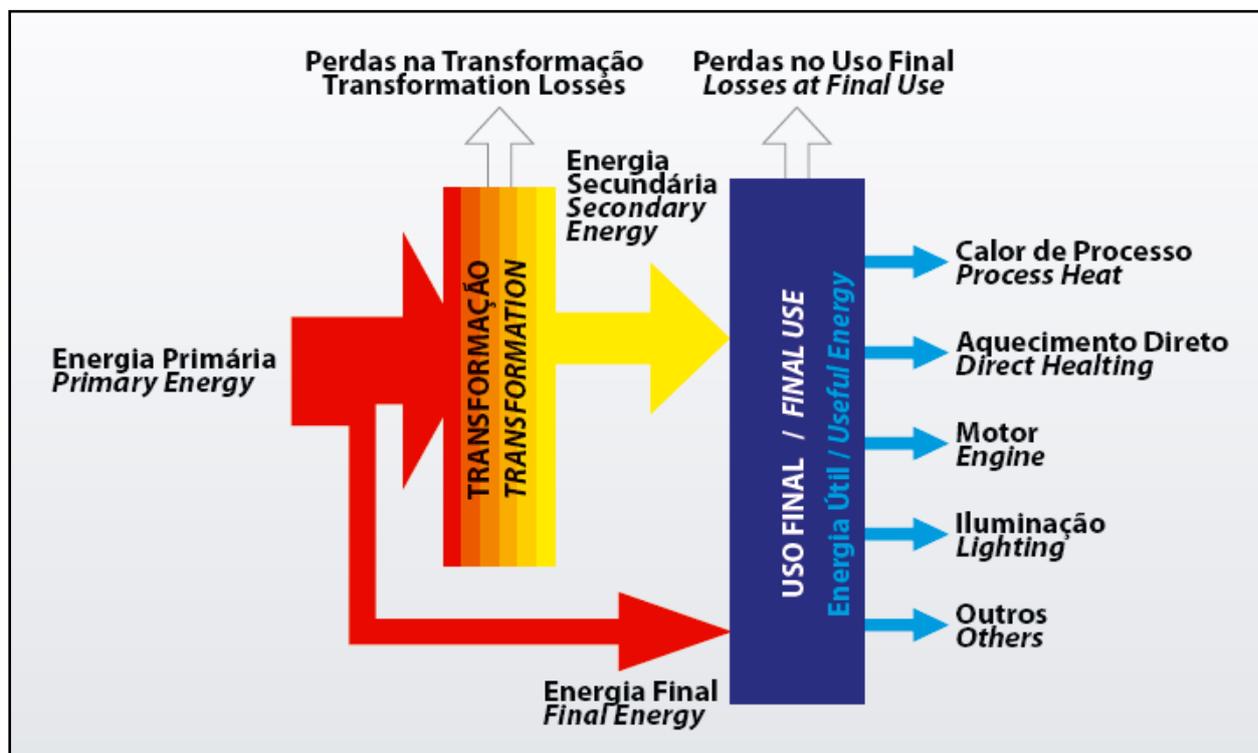
Para que a energia seja efetivamente utilizada pelo homem na satisfação de suas necessidades, faz-se necessário que fontes primárias sejam convertidas em fontes secundárias de energia. Esse processo é caracterizado por diversas etapas, as quais dão origem ao *ciclo de vida do sistema energético* (Figura 4). Como se pode ver, o ciclo de vida de um sistema energético compreende desde a disponibilidade de recursos naturais com potencial de exploração para fins energéticos, perpassando por toda cadeia produtiva (extração e tratamento, tecnologias de conversão e produção de energéticos, meios de transmissão e distribuição e tecnologias de uso final), até ser oferecido à sociedade como serviço energético para suprimento das múltiplas aplicações e segmentos da indústria e na satisfação das diferentes necessidades e anseios da aventura humana.

Figura 4: Ciclo de vida de um sistema energético

Fonte: Adaptado de Goldemberg (2010, p. 29).

De acordo com Boyle (2012), a energia utilizada pelo consumidor final é resultante de uma série de processos de conversão energética, havendo perda de energia ao longo de todo o ciclo de produção e consumo. Na geração de eletricidade, este processo de perdas ocorre desde a transformação das fontes primárias de energia em energia secundária (eletricidade), passando pelos sistemas de transmissão e distribuição, até que se tenha o uso final (energia útil) nas diversas aplicações – tais como: geração de calor, aquecimento, iluminação, acionamento de motores e aparelhos elétricos, etc. As perdas de energia ocorridas durante o processo de conversão energética são ilustradas na Figura 5. Assim, para que se tenha um planejamento adequado da eficiência do sistema energético, deve-se analisar o ciclo de vida do sistema em sua totalidade.

Figura 5: Representação esquemática das perdas de energia decorrentes de processos de conversão energética



Fonte: COPEL (2011, p. 65)¹⁰.

Ressalta-se, portanto, que todo processo de conversão energética resulta em perdas ao sistema, alterando a situação anterior e gerando, conseqüentemente, impactos ao ambiente, seja em escala local, regional ou global. Nessa perspectiva, Goldemberg & Lucon (2011) alertam para a necessidade de não se fazer confundir aspectos de renovabilidade energética com aspectos de sustentabilidade ambiental. Defendem, nesse sentido, o estabelecimento de critérios objetivos para convencionar o que, de fato, caracteriza uma fonte renovável (ou, não renovável) de energia.

De forma geral, o processo de conversão das energias renováveis é menos poluente quando comparado aos energéticos de natureza não renovável – apesar desta característica não estabelecer relação direta com o conceito de renovabilidade. Os sistemas energéticos representam a principal fonte emissora de poluentes (Quadro 1), principalmente no que diz respeito às emissões de óxidos de enxofre (especialmente o dióxido [SO₂]); óxidos de nitrogênio (NO_x); hidrocarbonetos (HCs); monóxido de carbono (CO); além de materiais particulados (MP), tais como poeiras e resíduos de combustão (alcatrão, fuligem, sulfatos) (GOLDEMBERG & LUCON, 2011).

¹⁰ COPEL. *Balanco energético do Paraná: 1980/2009*. Curitiba: COPEL, 2011.

Quadro 1: Principais poluentes atmosféricos: causas e consequências

Poluentes	Principais Fontes Antropogênicas	Impacto, Duração e Abrangência	Sintomas	Critério de Exposição segundo a Organização Mundial de Saúde (OMS)
Dióxido de enxofre (SO ₂)	Combustão de carvão e derivados de petróleo; processos industriais utilizando enxofre	Tóxico e muito ácido, poucos dias; de local a regional	Irritação respiratória, falta de ar, função pulmonar prejudicada, aumento da susceptibilidade a infecções, doenças do trato respiratório inferior (especialmente em crianças), doenças crônicas dos pulmões e fibrose pulmonar.	500 mg/m ³ durante 10 minutos; 20mg/m ³ durante 24 horas
Monóxido de Carbono (CO)	Queima incompleta de combustíveis fósseis e de biomassa	Tóxico e ácido, mês; ocupacional e local	Interfere no oxigênio do sangue (anóxia crônica)	100 mg/m ³ durante 15 minutos; 60mg/m ³ durante 30 minutos
Óxidos de nitrogênio NO _x (NO e NO ₂)	Queima de combustíveis sob altas temperaturas (especialmente os que contêm nitrogênio em sua composição)	Tóxico, ácido e precursor de O ₃ , de horas a poucos dias; de local a regional	Irritação dos olhos e do nariz, doenças do trato respiratório, danos aos pulmões, função pulmonar diminuída e estresse do coração	400mg/m ³ durante 1 hora; 150mg/m ³ durante 24 horas
Material particulado (MP)	Queima incompleta de combustíveis fósseis e de biomassa, presença de enxofre no combustível formando sulfatos (SO ₄ ⁻²)	Tóxico e irritativo, de horas a poucos dias; de ocupacional a regional	Irritação, defesa imunológica alterada, toxicidade sistemática, função pulmonar diminuída e estresse do coração. Age em combinação com o SO ₂ . O efeito depende das propriedades biológicas e químicas das partículas individuais.	MP _{2,5} (finos): 10 mg/m ³ média anual e 25 mg/m ³ durante 24 horas. MP ₁₀ : 20 mg/m ³ média anual e 50 mg/m ³ durante 24 horas
Hidrocarbonetos (HCs)	Emissões evaporativas de combustíveis	Tóxicos, irritativos e precursores de O ₃ , de meses a anos; de local a global (caso do metano, CH ₄)		
Ozônio troposférico (O ₃)	Poluente secundário, não emitido pelos processos, mas formado pela oxidação fotoquímica (luz solar) de NO _x e HCs na atmosfera	Tóxico e irritativo, mês; de local e regional	Função pulmonar diminuída, estresse ou falha do coração, enfisema, fibrose e envelhecimento dos pulmões e do tecido respiratório	100 mg/m ³ durante 8 horas
Metais pesados: especialmente chumbo (Pb) e mercúrio (Hg)	Queima de carvão e derivados de petróleo com aditivos	Muito tóxicos, mês; de local e regional	Doenças dos rins e prejuízos neurológicos, afetando principalmente crianças.	0.5-1,0 g/m ³ durante 1 ano

Fonte: WHO, 2005; Tolba, 1992; *apud* Goldemberg & Lucon (2011, p. 129).

Observa-se, neste sentido, que a maior parte da carga de poluentes emitida à atmosfera resulta da queima de combustíveis de origem fóssil, ou seja, de energéticos de natureza não renovável – especialmente através da operação de plantas convencionais de queima de carvão e de óleo combustível. Esta correlação torna-se bastante evidente a partir dos dados apresentados na Tabela 1, na qual Nascimento et al. (2003) demonstram que a grande vantagem ambiental oferecida pelas fontes renováveis de energia reside na mitigação de emissões de dióxido de carbono liberados na atmosfera.

Tabela 1: Emissões de CO₂ de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica

Tecnologias	Emissões de CO ₂ nos estágios de produção de energia (ton/GWh)			
	Extração	Construção	Operação	Total
Planta convencional de queima de carvão	1	1	962	964
Planta de queima de óleo combustível	-	-	726	726
Planta de queima de gás	-	-	484	484
Energia térmica dos oceanos	Na	4	300	304
Plantas geotérmicas	<1	1	56	57
Pequenas hidrelétricas	Na	10	Na	10
Reatores nucleares	≈2	1	5	8
Energia eólica	Na	7	Na	7
Solar fotovoltaico	Na	5	Na	5
Grandes hidrelétricas	Na	4	Na	4
Solar térmico	Na	3	Na	3
Lenha (extração programável)	-1.509	3	1.346	-160

Nota: (Na): Não apresenta emissões de CO₂.

Fonte: World Energy Council (1993 *apud* NASCIMENTO, 2003, p. 220).

Por outro lado, Goldemberg & Lucon (2011) demonstram que as fontes renováveis de energia são, também, causadoras de diversos impactos ambientais (Quadro 2). Na visão dos autores, os impactos ambientais decorrentes da utilização de fontes renováveis de energia devem ser devidamente observados ao longo de seus ciclos de vida e balanços energéticos, visto que a natureza e magnitude destes impactos estão relacionadas à dinâmica e condicionantes específicas da localidade onde são implantados os empreendimentos geradores ou explorados os recursos energéticos.

Quadro 2: Impactos ambientais causados por fontes renováveis de energia

<i>Fonte de energia</i>	<i>Causa do impacto</i>	<i>Impacto ambiental</i>
Todas	Uso de combustíveis fósseis durante o ciclo de vida	Poluição, aquecimento global
Biomassa moderna ¹¹	Monocultura, uso de pesticidas	Perda de biodiversidade
	Desmatamento e queimadas	Poluição atmosférica, perda de biodiversidade
	Uso excessivo de água	Falta de recursos para outros fins
	Lançamento de efluentes líquidos	Mortandade de peixes e vida aquática em geral, contaminação de aquíferos freáticos por nitratos e outras substâncias tóxicas
	Uso de fertilizantes	Eutrofização (algas) nos cursos d'água
Eólica	Ruído dos equipamentos	Incômodos
	Instalação dos sistemas	Poluição estética
	Funcionamento das pás	Morte de pássaros
Solar	Uso de cobre nos coletores e chumbo nas baterias	Acúmulo de resíduos tóxicos no ambiente
Pequenas hidrelétricas	Formação de reservatórios	Interferência na fauna e na flora local, conflitos com o turismo

Fonte: Goldemberg & Lucon (2011, p. 178).

Como visto, o conceito de renovabilidade energética é regido fundamentalmente pelo tempo de reposição das fontes primárias, sendo este um fator de natureza técnica, por sua vez, mensurável e previsível. Como principal característica, centra sua ênfase na fonte geradora de energia, não se atentando para os impactos decorrentes dos ciclos envolvidos nos processos de conversão e consumo dos energéticos. Desta maneira, não são computados – pelo menos de forma consistente e totalizada – os impactos socioambientais decorrentes do ciclo de vida do sistema energético.

Para fins de investigação, essa característica é de fundamental importância, visto que a questão da renovabilidade energética faz-se confundir com aspectos de sustentabilidade ambiental – conceito, este, que ao invés de limitar-se na análise exclusiva da fonte energética adotada, busca estabelecer uma leitura conjuntural de

¹¹ Goldemberg & Lucon (2011) utilizam-se da terminologia “*biomassa moderna*” para fazer referência ao processo de aproveitamento dos recursos da biomassa para fins energéticos, mesmo que este processo ocorra a partir de métodos convencionais de produção responsáveis por causar impactos ambientais de elevada magnitude, tais como: intensificação de práticas monocultivas, utilização demasiada de pesticidas, estímulo à ampliação da fronteira agrícola (queimadas e desmatamento), utilização exacerbada de água, contaminação de corpos hídricos. Numa perspectiva contrária, Sachs (2009) utiliza-se da expressão “*moderna civilização da biomassa*” buscando demonstrar que o processo produtivo pode desenvolver formas racionais de exploração dos recursos naturais capazes de conjugar princípios de preservação e conservação da biodiversidade. De acordo com o autor, o emprego adequado de processos biotecnológicos de aproveitamento da biomassa pode atender simultaneamente a critérios de relevância social, prudência ecológica e viabilidade econômica, sendo estes os pilares de sustentação do conceito de desenvolvimento sustentável.

todo o ciclo de vida do energético, considerando aspectos e implicações de natureza social, cultural, ambiental, econômica, técnica e tecnológica e geográfica, observando especificidades e possíveis consequências ocasionadas na dinâmica local, regional e global. Nessa perspectiva, o debate em torno do conceito de sustentabilidade energética amplia o campo de análise, à medida que desloca a ênfase centrada na fonte energética e passa a considerar as múltiplas variáveis envolvidas no processo de desenvolvimento energético, seja em nível mais amplo (debate em torno da política e planejamento energético) ou voltado à análise do empreendimento em vista da dinâmica e conjuntura local. Via de regra, o aproveitamento comercial de fontes renováveis de energia tende a ser mais sustentável que a exploração de energéticos não renováveis. Para todos os efeitos, pode-se convencionar que *“toda fonte energética denominada sustentável é, por natureza, renovável; contudo, o inverso não necessariamente constituir-se-á numa assertiva verdadeira”*.

Em termos objetivos, se pode convencionar que a obtenção de lenha a partir do processo de desmatamento em ritmo superior à capacidade de resiliência do ambiente, a exploração de reservas de petróleo e seus derivados, a mineração e os ciclos de enriquecimento do urânio para geração termonuclear constituem-se em exemplos de energéticos considerados como fontes não renováveis de energia. Já a exploração comercial do potencial da biomassa (a exemplo do cultivo racional de florestas energéticas, produção de biocombustíveis, aplicações energéticas do biogás, etc.) e o aproveitamento do potencial solar, dos ventos e das águas, entre outras formas, constituem-se em fontes renováveis de energia. Observa-se, nessa perspectiva, que além da reposição dos estoques ocorrer de maneira instantânea ou num curto período de tempo (biomassa), não há alteração das propriedades elementares dos insumos utilizados como fonte energética (vento, radiação solar, água). Ainda no que concerne à distinção entre os conceitos de renovabilidade e sustentabilidade energética, a hidroeletricidade pode ser tomada como exemplo, visto que a formação de reservatórios de empreendimentos hidrelétricos (especialmente os de médio e grande porte) pode resultar na desocupação de extensas áreas habitadas e levar ao consequente reassentamento de famílias ou comunidades inteiras, bem como na destruição de importantes habitats e desestabilização de ecossistemas. Nesse caso, a fonte energética pode ser considerada renovável; contudo, de forma alguma o empreendimento poderá ser caracterizado como sustentável.

Em vista destas considerações, e para efeitos de estudo, adota-se como referência o modelo de classificação desenvolvido por Goldemberg & Lucon (2011), no qual faz distinção entre fontes renováveis e não renováveis de energia (Quadro 3).

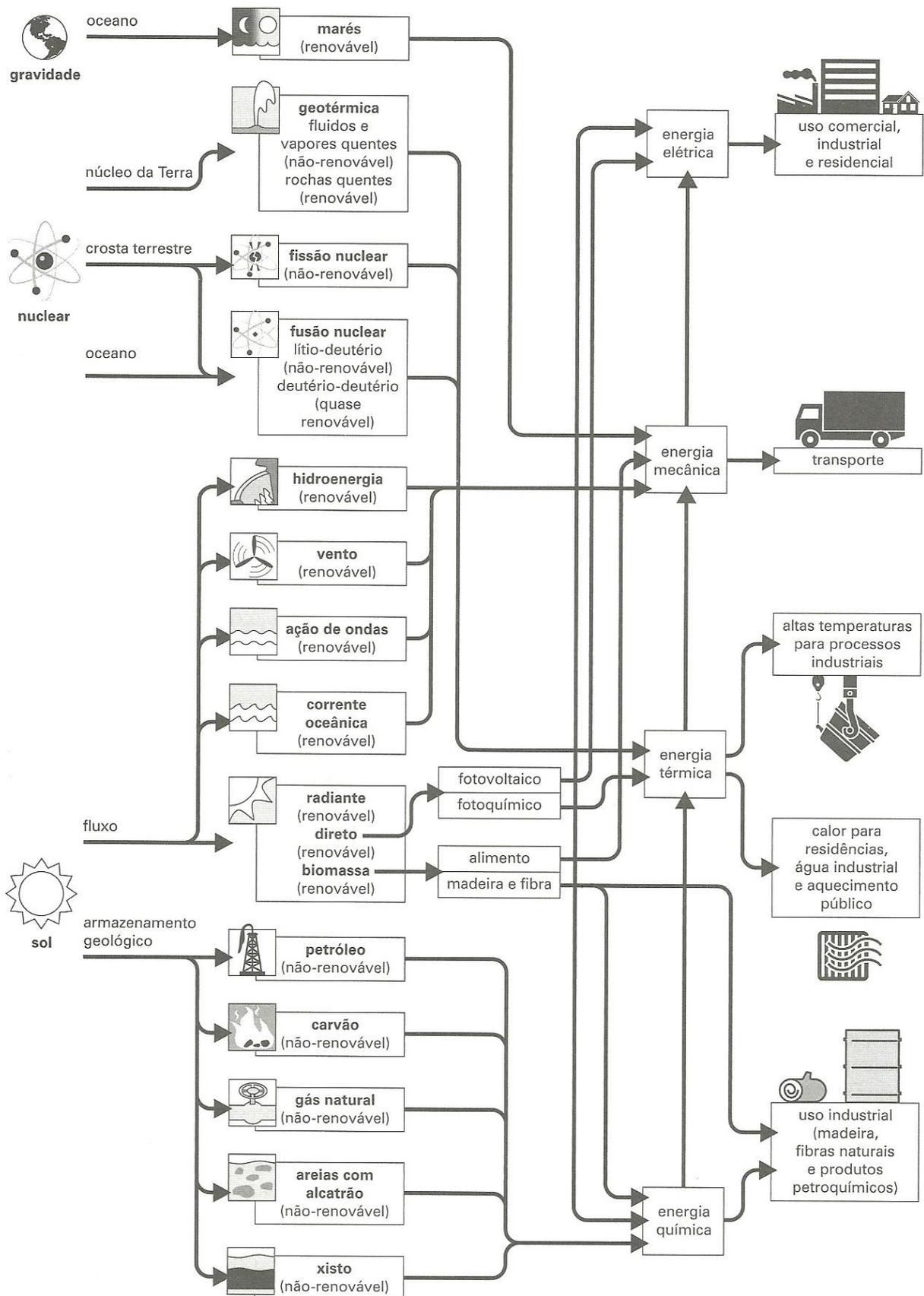
Quadro 3: Classificação das fontes primárias de energia

<i>Fontes de Energia</i>		<i>Energia Primária</i>		<i>Energia Secundária</i>
Não Renováveis	Fósseis	Carvão Mineral		Termoeletricidade, calor, combustível para transporte
		Petróleo e Derivados		
		Gás Natural		
	Nuclear	Materiais Físseis		Termoeletricidade, calor
Renováveis	Tradicionais	Biomassa primitiva: lenha de desmatamento		Calor
	Convencionais	Potenciais hidráulicos de médio e grande porte		Hidreletricidade
	Modernas (ou novas)	Potenciais hidráulicos de pequeno porte		
		Biomassa "moderna"	Lenha replantada, culturas energéticas (cana de açúcar, óleos vegetais)	Biocombustíveis (etanol, biodiesel), termoeletricidade, calor
			Biogás gerado em aterros sanitários e biodigestores	Termoeletricidade, calor
	Outras	Energia Solar	Calor, eletricidade fotovoltaica	
		Geotermal	Calor e eletricidade	
Eólica		Eletricidade		
Maremotriz e das Ondas				

Fonte: Adaptada de Goldemberg & Lucon (2011, p. 69).

Essa classificação apresentada por Goldemberg & Lucon (2011) é ilustrada de forma bastante didática no diagrama apresentado na Figura 6, o qual demonstra as fontes de energia em vista de seus processos de conversão de energia primária em secundária (energia elétrica, química, térmica e mecânica), e suas diferentes aplicações no desenvolvimento de atividades humanas. Na geração de eletricidade, esse processo de conversão ocorre por intermédio de empreendimentos geradores de diferentes naturezas: usinas hidrelétricas (exploração de potenciais hidráulicos); usinas termelétricas (aproveitamento do poder calorífero de combustíveis fósseis, biomassa, calor geotermal ou fissão nuclear); usinas eólicas, aproveitando a força dos ventos; usinas solares, mediante a instalação de painéis fotovoltaicos, coletores termossolares; entre outras formas de aproveitamento.

Figura 6: Diagrama de fontes e fluxos energéticos



Fonte: Miller (1985 *apud* BRAGA et al., p. 54).

Dentre as fontes não renováveis de energia utilizadas na geração de eletricidade, destacam-se os seguintes energéticos: derivados do petróleo, carvão mineral, gás natural (e, mais recentemente, o gás de folhelho ou *shale gas*¹²), energia nuclear, entre outros energéticos. No que diz respeito às energias renováveis utilizadas na geração de eletricidade, com avançado grau de maturação na atualidade, destacam-se as seguintes fontes primárias: exploração de potenciais hidráulicos, recursos da biomassa e aproveitamentos eólicos e solares (em processo de maturação). Outros energéticos renováveis, tais como células a hidrogênio, exploração de potenciais geotérmicos, aproveitamento da energia proveniente da força das marés e das ondas, entre outras fontes, encontram-se em diferentes estágios de pesquisa e desenvolvimento.

No tópico seguinte, são apresentadas as principais características das fontes renováveis de energia mais utilizadas atualmente na produção de eletricidade, a saber: hidroeletricidade, biomassa, energia solar fotovoltaica e térmica e energia eólica.

¹² A produção de gás de folhelho ou *shale gas* é viabilizada mediante a utilização do método não convencional de exploração de gás conhecido como fraturamento hidráulico ou *fracking*. Este método consiste na injeção de grande quantidade de água, areia e compostos químicos sob alta pressão (5.000 psi) em um poço perfurado horizontalmente, provocando fraturas ou desintegração das rochas. Por sua vez, criam-se fissuras que, mantidas abertas mediante a introdução de partículas de areia e demais substâncias granulares, dão permeabilidade aos veios fraturados de modo a possibilitar o deslocamento do fluxo de gás até o poço, do qual será extraído para fins de aproveitamento energético. A descoberta de grandes reservas de gases não convencionais implicará em mudanças significativas no mercado mundial de energia – isso porque, a preços mais competitivos, poderá resultar, em muitos casos, na redução do uso de combustíveis mais poluentes, ao passo que poderá inibir, também, o uso de energias renováveis. No Brasil, cinco bacias apresentam-se, atualmente, como potenciais fornecedoras de *shale gas*, quais sejam: Bacias do Parnaíba, Parecis, São Francisco, Paraná e Recôncavo Baiano. Dentre outras preocupações ambientais manifestadas, a rejeição social em relação a essa fonte de energia centra-se, fundamentalmente, em torno dos seguintes fatores: composição química do fluido de fraturamento; possibilidade de contaminação dos lençóis freáticos mediante escapes de gás e fluido para os aquíferos; uso intensivo de água nos processos de exploração e produção; derramamentos de água de processo no solo; ocorrência de atividades sísmicas de pequena escala; e poluição sonoro-visual. A preocupação em torno das atividades dessa indústria tomou grandes proporções na mídia e na opinião pública, o que resultou em intervenções governamentais em diferentes países. No Brasil, diversas manifestações emergiram diante da publicação do edital intitulado “Edital de licitações para outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural”, lançado em setembro de 2013 pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), oferecendo para leilão 240 blocos propensos à exploração de gás de folhelho em 12 Estados brasileiros. Em resposta a este Edital publicado pela ANP, foi organizada em 06 de dezembro de 2013, no Paraná, uma audiência pública denominada “Audiência Pública sobre assuntos relacionados à exploração do Gás de Xisto – Fracking e os riscos à segurança hídrica, agrícola e ambiental do Paraná”. Ao final dos debates, determinou-se a reivindicação de moratória à exploração de gás de xisto pelo método de *fracking* no Estado por um período mínimo de cinco anos, até que sejam devidamente investigados os reais riscos de contaminação ambiental da atividade e os impactos oferecidos às populações de entorno. Para mais informações, consultar: LAGES, E. S. et al. Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. *Petróleo e Gás*. BNDES Setorial 37, p. 33-88, 2013.

2.2 FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA E A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

2.2.1 Hidroeletricidade

A energia hidrelétrica é gerada a partir do aproveitamento da força gravitacional da água de rios que dispõe de características como vazão acentuada, quantidade de água disponível em determinado período de tempo e desníveis do relevo – sejam eles naturais, como as quedas d'água, ou criados artificialmente. Conforme apontado pela Aneel (2008a), as principais variáveis utilizadas na classificação de uma usina hidrelétrica são: altura da queda d'água, vazão, capacidade ou potência instalada, tipo de turbina empregada, localização, tipo de barragem e reservatório. Todas essas variáveis (de ordem natural, técnica ou tecnológica) integram-se de forma interdependente. Assim, a altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção e determinarão qual será a capacidade instalada do empreendimento – que, por sua vez, determina o tipo de turbina, barragem e reservatório.

No que tange especificamente aos reservatórios, duas tipologias são utilizadas, baseando nas tecnologias de acumulação e fio d'água. Os reservatórios de acumulação localizam-se, geralmente, na cabeceira dos rios, em locais de altas quedas d'água que, dado o seu grande porte, permitem o acúmulo de elevada quantidade de água e funcionam como estoques a serem utilizados em períodos de estiagem. Localizados a montante das demais hidrelétricas, esses reservatórios regulam a vazão da água que irá fluir para as usinas a jusante, permitindo a operação integrada do conjunto de usinas implantadas sobre um mesmo rio ou afluente. Já as unidades a fio d'água geram energia a partir do fluxo de água natural do rio, ou seja, mediante o aproveitamento da vazão normal do corpo hídrico com o mínimo ou nenhum acúmulo de água em reservatório.

A potência instalada determina se a usina é de pequeno, médio ou grande porte, sendo adotada a seguinte classificação: a) Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), quando dispõe de até 1 MW de potência instalada; b) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), com potência instalada superior a 1 MW e até 30 MW; c) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) com potência instalada superior a 30 MW. Há uma tendência de proporcionalidade entre o porte da hidrelétrica e a distância dos centros consumidores, ou seja, quanto maior a usina, mais distante ela tende a estar dos grandes centros urbanos e dos polos industriais. Isso requer a implantação de extensas redes de

transmissão de energia para transportar a eletricidade até os centros de consumo (que, por vezes, atravessam o território de vários Estados), de modo a influenciar diretamente na composição de preço final repassado ao consumidor. Já as PCHs e CGHs, instaladas junto a pequenas quedas d'águas, abastecem, em geral, pequenos centros consumidores (inclusive unidades industriais e comerciais) e dispensam a construção de sistemas extensos e sofisticados de transmissão de energia, ofertando energia a preços mais baratos e socioambientalmente menos impactante (ANEEL, 2008a).

Com extensas áreas de planalto e presença de rios caudalosos bem distribuídos, o Brasil apresenta um potencial hidrelétrico estimado em 260 GW, tendo aproveitado cerca de 30% desta capacidade até 2008. Os potenciais da região Sul, Sudeste e Nordeste encontram-se parcialmente explorados, uma vez que se localizam nas proximidades das áreas de maior consumo (ANEEL, 2008a). Considerada uma energia relativamente barata, o aproveitamento de novos potenciais hidrelétricos tem sido alvo constante de protestos e manifestações socioambientais contrárias à construção de novos empreendimentos em vista das externalidades causadas à sociedade e ao meio ambiente – sobretudo quando da implantação de grandes UHEs. São diversos os argumentos contrários à construção de hidrelétricas. Santos (2007) chama atenção para os impactos provocados sobre o modo de vida das populações afetadas direta (remoção e realocação de famílias e comunidades, rompendo laços de vizinhança e relações culturais de longo tempo) ou indiretamente pelo empreendimento (formação de favelas, pressão sobre os sistemas de educação, saúde pública e assistência social, aumento dos índices de prostituição e infecção por doenças sexualmente transmissíveis). Por sua vez, Conant & Gold (1981) e Goldemberg & Lucon (2011) alertam para os impactos causados ao meio ambiente decorrentes da construção do empreendimento, tais como: formação de lagos e reservatórios (com consequente assoreamento a montante da barragem), alteração do regime hídrico à jusante do barramento, interferência e restrição à migração natural e reprodução de peixes (durante a piracema), proliferação de mosquitos, aguapés e algas (causando a eutrofização de lagos) e extinção de espécies endêmicas. Destacam, ainda, a destruição do patrimônio histórico, arqueológico e turístico da região, entre outros fatores. Também devem ser considerados os riscos associados ao rompimento da barragem.

Já as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) constituem-se em empreendimentos de menor proporção, cujo reservatório não exceda 13 km² de área

alagada. São regulamentadas pela Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998 (que autoriza a construção destes empreendimentos), e pela Resolução Aneel n.º 652, de 09 de dezembro de 2003, a qual estabelece os critérios para enquadramento das PCHs. De acordo com Tolmasquim (2005), apesar dos incentivos concedidos à implantação de PCHs¹³, estas unidades têm se demonstrado pouco competitivas, tendo como principal agravante o tempo e as exigências requisitadas para a obtenção das licenças ambientais necessárias à instalação e funcionamento dos empreendimentos. Assim, no momento, essas unidades são consideradas pouco atrativas. Apesar da imprecisão em relação ao potencial de aproveitamento das PCHs no Brasil, estima-se que este potencial seja superior a 15.000 MW.

Assim como as UHEs, a construção de PCHs resulta em impactos negativos ao ambiente, podendo ser verificadas, basicamente, as mesmas implicações que se aplicam à instalação de hidrelétricas de médio e grande porte (é claro, que em situação e escala diferentes). Ao tratar da distinção entre empreendimentos hidrelétricos de pequeno e grande porte, Tolmasquim (2005, p. 19-20) chama atenção para a seguinte questão:

Que são concepções basicamente diferentes, não há dúvida. Não é de todo errado que se formulem incentivos às PCH. O que parece inadequado é justificar tais diferenciações com base na ideia de que PCH constituem alternativas de energia renovável e causadoras de baixo impacto ambiental, em contraposição às grandes hidrelétricas, que estariam excluídas do rol das fontes renováveis. Não há justificativa técnica ou científica para isso.

A partir desta perspectiva, o autor corrobora a ideia de que esta concepção poderá levar, inclusive, a maiores impactos ambientais. Nesse sentido, o autor defende que os impactos causados por uma UHE, e de seu sistema de integração, são comparáveis aos impactos acumulados pela instalação de um equivalente de PCHs necessário para

¹³ Dentre os incentivos, merecem destaque: a) autorização não onerosa para explorar o potencial hidráulico, garantida pelas Leis n.º 9.074, de 07 de julho de 1995, e n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996; b) descontos superiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, conforme Resolução n.º 281, de 10 de outubro de 1999; c) livre comercialização de energia para consumidores de carga igual ou superior a 500 kW (Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998); d) isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, disposta pelas Leis n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989 e n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e) participação do rateio da Conta de Consumo de Combustível (CCC), quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados – mediante Resolução n.º 245, de 11 de agosto de 1999; f) comercialização da energia gerada pelas PCHs com concessionárias de serviço público, tendo como limite tarifário o valor normativo estabelecido pela Resolução n.º 22, de 01 de fevereiro de 2001 (TOLMASQUIM, 2005).

gerar a mesma quantidade de energia e o mesmo nível de serviço. Observa ainda que as PCHs têm demandado, na prática, maiores áreas de reservatório para um mesmo índice de volume d'água armazenado por unidade de energia produzida. Contudo, na visão de Tolmasquim (2005, p. 20), isso não quer dizer que não há vantagens quando da instalação de PCHs; mas, apenas, “que custos e benefícios de um aproveitamento hidrelétrico dependem de condições específicas de cada aproveitamento e não da escala do projeto. E ainda que é inadequado classificar as hidrelétricas como renováveis ou não em função de seu porte”.

2.2.2 Biomassa

Para Coelho (2012), a biomassa pode ser entendida como todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) passível de aproveitamento para a produção de energia. Utilizada desde a antiguidade como fonte de energia (lenha), a biomassa ganhou relevância enquanto fonte de suprimento energético a partir das crises do petróleo ocorridas na década de 1970, sendo uma opção alternativa em substituição aos derivados do petróleo. As formas de aproveitamento dos recursos da biomassa a configuram como sendo de característica tradicional ou moderna.

Configuram-se como biomassas tradicionais as formas não sustentáveis de exploração dos recursos energéticos para suprimento da demanda de energia primária, geralmente produzida em sistemas precários de baixo nível de eficiência energética, tais como: utilização de madeira de desflorestamento; aproveitamento de resíduos florestais e dejetos animais para fornecimento de energia e calor a atividades de cocção e aquecimento residencial (principalmente em regiões de acentuada pobreza ou em comunidades isoladas), entre outros. De forma contrária, as biomassas modernas são aproveitadas em processos tecnológicos avançados de modo a garantir elevado grau de eficiência energética, a exemplo dos biocombustíveis, da madeira proveniente de reflorestamento, do bagaço de cana de açúcar utilizado para geração de energia em caldeiras, entre outras. O Brasil foi pioneiro na produção de etanol e acumula práticas e experiências sofisticadas de reflorestamento para produção de madeira. Se produzida de forma eficiente e sustentável, a energia da biomassa poderá oferecer uma série de benefícios sociais, econômicos e ambientais, principalmente para os países em desenvolvimento. Incluem-se, dentre os benefícios, o melhor manejo da terra, a

geração de trabalho e renda no campo, o fornecimento de vetores energéticos modernos e eficientes a comunidades rurais, a redução dos níveis de CO₂, o controle de resíduos e a reciclagem de nutrientes.

De modo geral, a biomassa pode ser obtida principalmente a partir de vegetais não lenhosos (cana de açúcar, milho), lenhosos (madeira e seus resíduos) e também de resíduos orgânicos, como os resíduos agrícolas, urbanos e industriais. Seu aproveitamento pode ser viabilizado a partir de processos de combustão direta (com ou sem processos físicos de secagem, classificação, compressão), por processos termoquímicos (gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação) ou mediante processos biológicos (digestão anaeróbia e fermentação). Atualmente, há tecnologias bem consolidadas em relação aos processos de cogeração, fermentação, combustão direta, digestão anaeróbia, entre outras, já suficientemente maduras para aproveitamento comercial em escala. Já as tecnologias de craqueamento, gaseificação, hidrólise, liquefação, pirólise, encontram-se fase de desenvolvimento (COELHO, 2012).

Coelho (2012) demonstra, ainda, as diferentes formas e aplicações de aproveitamento da biomassa na geração de energia, a saber: produção de etanol e biodiesel, aproveitamento energético do carvão vegetal, da lenha e do biogás (entre outros) em diversas aplicações e com diferentes fins, conforme indicações a seguir.

O carvão vegetal, quando produzido de forma sustentável – a partir de lenha de reflorestamento ou resíduos agroindustriais – constitui-se num combustível renovável. O potencial calórico deste energético é superior ao da lenha, ao passo que libera menos fumaça durante o processo de combustão. No Brasil, o consumo de lenha nos setores residencial, industrial e agropecuário permaneceu praticamente constante na última década. Por sua vez, o consumo de carvão vegetal encontra-se diretamente relacionado à indústria siderúrgica.

Em decorrência de seu potencial de inflamabilidade, o biogás pode ser aproveitado em processos de queima direta para produção de calor (cocção, aquecimento ambiental, entre outras aplicações) ou convertido em eletricidade. Até pouco tempo, o biogás constituía-se num subproduto obtido a partir da decomposição anaeróbica de resíduos urbanos, restos animais, proveniente de lodos de estações de tratamento de esgoto, etc. Recentemente, em vista do aumento nos preços dos combustíveis convencionais e frente às oportunidades criadas pelo mercado do carbono (créditos de carbono), o potencial do biogás vem sendo explorado em

investigações voltadas à produção de energia a partir de fontes alternativas e economicamente atrativas.

O Brasil se destaca na utilização da biomassa para a produção de biocombustíveis. Por mais de três décadas (meados da década de 1970 até 2006), o Brasil foi líder mundial na produção e consumo de etanol combustível¹⁴, utilizando a cana de açúcar como matéria prima na produção de energia renovável. O biodiesel é um combustível que pode ser produzido a partir de uma série de matérias primas (óleos vegetais diversos, gordura animal, óleo de fritura) pelos processos de transesterificação e craqueamento. No caso brasileiro, são utilizados óleos vegetais de diversas oleaginosas, de modo a aproveitar comercialmente o potencial das espécies produzidas nas diferentes regiões do país (óleo de palma na região Norte, óleo de mamona na região Nordeste, óleo de soja na região Centro-Oeste, entre outros) para produção de biodiesel. O Brasil está entre os maiores produtores e consumidores deste produto. Desde 2009, o óleo diesel comercializado no país contém um percentual de 4% de biodiesel, sendo gradativamente introduzido na matriz energética nacional.

2.2.3 Energia Solar Fotovoltaica e Térmica

Localizado em sua maior parte na região intertropical, o Brasil possui grande potencial para aproveitamento de radiação solar durante o ano todo. Dentre os inúmeros benefícios ofertados a médio e longo prazo pelo aproveitamento desta fonte de energia, tem-se a possibilidade de promover o desenvolvimento de regiões remotas (onde o custo da eletrificação pela rede convencional é demasiadamente alto com relação ao retorno financeiro do investimento) e de regularizar a oferta de energia em períodos de estiagem, diminuindo a dependência do mercado de petróleo e reduzindo as emissões de gases poluentes à atmosfera. O aproveitamento da energia solar para fins energéticos contempla desde pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos até grandes centrais que empregam energia solar concentrada; ou ainda, sistemas de produção de hidrogênio para utilização em células de combustível para a produção de trabalho com emissão zero de CO₂ (PEREIRA et al., 2006).

¹⁴ De acordo como Coelho (2012), o impulso para a produção de etanol no Brasil surgiu com o lançamento do Programa Nacional do Alcool (Proálcool) em meados da década de 1970, visando reduzir a dependência interna da importação de petróleo e seus derivados. A demanda nacional pelo biocombustível intensificou-se a partir de 2003 em decorrência da comercialização de veículos com motores flexíveis (equipados com a tecnologia *flex-fuel*), atualmente representando a maior parcela dos veículos novos vendidos no país.

Contudo, é ainda incipiente a participação desta fonte renovável na matriz energética brasileira. Por sua vez, as perspectivas e oportunidades de aproveitamento do potencial econômico relacionado à exploração comercial dos recursos energéticos da radiação solar dependem basicamente do desenvolvimento de tecnologia competitiva de conversão e armazenamento dessa energia, além de informações seguras e da política energética do país. Em se tratando do aproveitamento da energia solar fotovoltaica, Ziles & Benedito (2012, p. 33) acreditam que o desenvolvimento atual da tecnologia permite que sistemas fotovoltaicos sejam utilizados de maneira satisfatória para transformar a radiação solar em eletricidade, de forma limpa, segura e confiável. Enfatizam, nesse sentido, que “questões relacionadas com a disseminação da produção fotovoltaica de eletricidade deixam de ser exclusivamente tecnológicas e passam a contar também com aspectos de ordem política e econômica”.

De acordo com Ziles & Benedito (2012), já existem nichos onde os sistemas fotovoltaicos possuem maior competitividade. Atualmente, esses nichos restringem-se às diferentes situações de eletrificação rural (sistemas isolados) onde os altos custos das linhas de transmissão e distribuição ou restrições ambientais encarecem e dificultam o atendimento à população pelo método convencional, ou seja, pelas redes de distribuição de energia elétrica. Tem-se como vantagem, nesta situação, a possibilidade de planejar e dimensionar o sistema de geração de eletricidade a partir de sistemas independentes instalados diretamente no ponto de consumo. Além dos sistemas isolados, outra possibilidade de aproveitamento da radiação solar por intermédio dos painéis fotovoltaicos diz respeito à geração distribuída de eletricidade, mediante a instalação de módulos integrados em telhados e fachadas de edificações em zonas urbanas (ou rurais) eletrificadas. Nesse caso, além de suprir parcial ou integralmente a demanda de energia da edificação, a unidade geradora poderá injetar (em situação permissível) o excedente produzido à rede de distribuição elétrica. Contudo, o custo da energia produzida por sistemas fotovoltaicos é atualmente elevado em relação à tarifa aplicada ao consumidor residencial, o que representa uma forte barreira à disseminação desta fonte renovável de energia.

Outro potencial a ser explorado diz respeito ao aproveitamento da energia solar térmica, cujas aplicações permitem tanto a produção de calor para fins de aquecimento de água como a geração de vapor visando à geração de eletricidade. A utilização de energia solar térmica para fins de aquecimento de água constitui-se num sistema passivo, ou seja, a radiação solar incide sobre a superfície de painéis solares instalados

em topo de edificações, integrados a um sistema de circulação de água por serpentinas, gerando o aquecimento do fluido. No caso das termelétricas solares, a luz solar incidente sobre painéis solares é focalizada para um único ponto de um coletor receptor, o qual submeterá substâncias fluidas armazenadas em sua estrutura a um processo de aquecimento sob altas temperaturas, resultando na produção de quantidade de vapor necessário para acionar as turbinas e gerar eletricidade. Em geral, este processo é utilizado em usinas de *torre central*, as quais utilizam um arranjo de espelhos planos móveis (heliostatos) para concentrar os raios solares num ponto alvo, localizado no topo da torre coletora. A energia é concentrada em um sólido líquido (um metal com alta capacidade térmica) e utilizada para aquecer vapor para mover turbinas, até mesmo durante a noite. Este processo vem sendo planejado e utilizado em usinas de grande porte projetadas para a região da Califórnia, nos Estados Unidos. A Espanha também tem incentivado projetos dessa natureza (GOLDEMBERG, 2010).

2.2.4 Energia Eólica

A energia eólica é considerada, segundo a Aneel (2008a), como aquela proveniente da energia cinética do ar em movimento (ventos), resultante de diferenças de temperatura existentes na superfície do planeta. Ao rotacionar as pás do cata-vento, a energia cinética é convertida em energia mecânica de modo a produzir eletricidade a partir do acionamento do aerogerador. Assim como ocorre com outras fontes energéticas, a geração de energia eólica pressupõe a existência de condições naturais específicas e favoráveis. Por sua vez, é influenciada por aspectos físicos e climáticos, como a densidade do ar, a intensidade, direção e velocidade do vento – sendo, estes, fatores determinados por condições geográficas de relevo, vegetação e interações térmicas entre a superfície da terra e a atmosfera; assim como por aspectos de ordem técnica e tecnológica, como o diâmetro das pás, a altura das torres, o tipo de aerogerador utilizado, dentre outros fatores. Com potencial estimado em 143 mil MW, para o ano de 2001, o aproveitamento da energia eólica assume importância estratégica na diversificação da matriz elétrica brasileira. Isso porque, como a velocidade dos ventos costuma ser maior em períodos de estiagem, é possível operar as usinas eólicas em sistema complementar com as usinas hidrelétricas, de forma a preservar a água dos reservatórios em períodos de menor precipitação pluviométrica.

De acordo com Custódio (2009), a energia eólica é considerada uma energia atrativa por ser limpa e renovável, com elevado índice de aceitação social em função dos baixos impactos socioambientais. Na geração de eletricidade, não há a emissão de gases poluentes (como os de efeito estufa), emissão de particulados, componentes residuais decorrentes do processo produtivo, deslocamento de populações, destruição dos ecossistemas e de sítios arqueológicos. Principalmente no caso brasileiro, é possível compatibilizar a produção de eletricidade com a produção agropecuária. Através da geração descentralizada, é possível aproveitar o potencial eólico local através da instalação de usinas eólicas próximas aos centros consumidores, sobretudo quando não atendidos pelo sistema convencional de distribuição de energia, com custos inferiores e com perdas de transmissão reduzidas. Na perspectiva da Aneel (2008a), constituem-se como favoráveis ao aproveitamento do potencial eólico as seguintes características: renovabilidade, perenidade, grande disponibilidade, independência de importações e custo zero para obtenção de suprimento (ao contrário do que ocorre com as fontes fósseis).

Contudo, como qualquer outra fonte energética, a implantação de parques eólicos produz impactos socioambientais indesejáveis. Ocupa, por sua vez, extensas áreas para acomodação das plantas geradoras – apesar da reduzida área propriamente utilizada para fixação da torre que sustenta o aerogerador, podendo, deste modo, aproveitar quase que integralmente a extensão do terreno para cultivo agropecuário. Outro fator diz respeito à dimensão da estrutura dos equipamentos (com torres de até 100 metros de altura e diâmetro do rotor de igual dimensão), produzindo um impacto visual de modo a descaracterizar a paisagem local. A emissão de ruído, devido ao funcionamento mecânico e ao efeito aerodinâmico do vento sobre as pás da turbina, é outro agravante que causa desconforto a comunidades localizadas nas proximidades do parque de geração. Outra externalidade diz respeito à morte de pássaros (principalmente, migratórios) ao colidirem com as pás das turbinas em movimento; contudo considerado reduzido se comparado com fatores causadores de mortandade, como estradas e a prática da caça predatória. Observa-se que, dentre outros fatores, os efeitos indesejáveis provocados pelos parques eólicos são bastante irrisórios se comparados a outros empreendimentos de geração de eletricidade (CUSTÓDIO, 2009). Atualmente, o custo de produção (embora, em estágio decrescente) constitui-se, ainda, em fator limitante ao melhor aproveitamento e expansão desta fonte energética na geração de eletricidade (ANEEL, 2008a).

2.2.5 Estágios e perspectivas de desenvolvimento das fontes renováveis de energia

Como visto, há uma ampla variedade de tecnologias para produzir eletricidade a partir de fontes renováveis de energia. Contudo, são relativamente distintos os estágios de desenvolvimento e maturação destas tecnologias no mercado. Na Tabela 2 são listadas as principais tecnologias, em vista de seu estágio atual de desenvolvimento tecnológico e comercial.

Tabela 2: Maturação comercial das tecnologias de exploração de energias renováveis

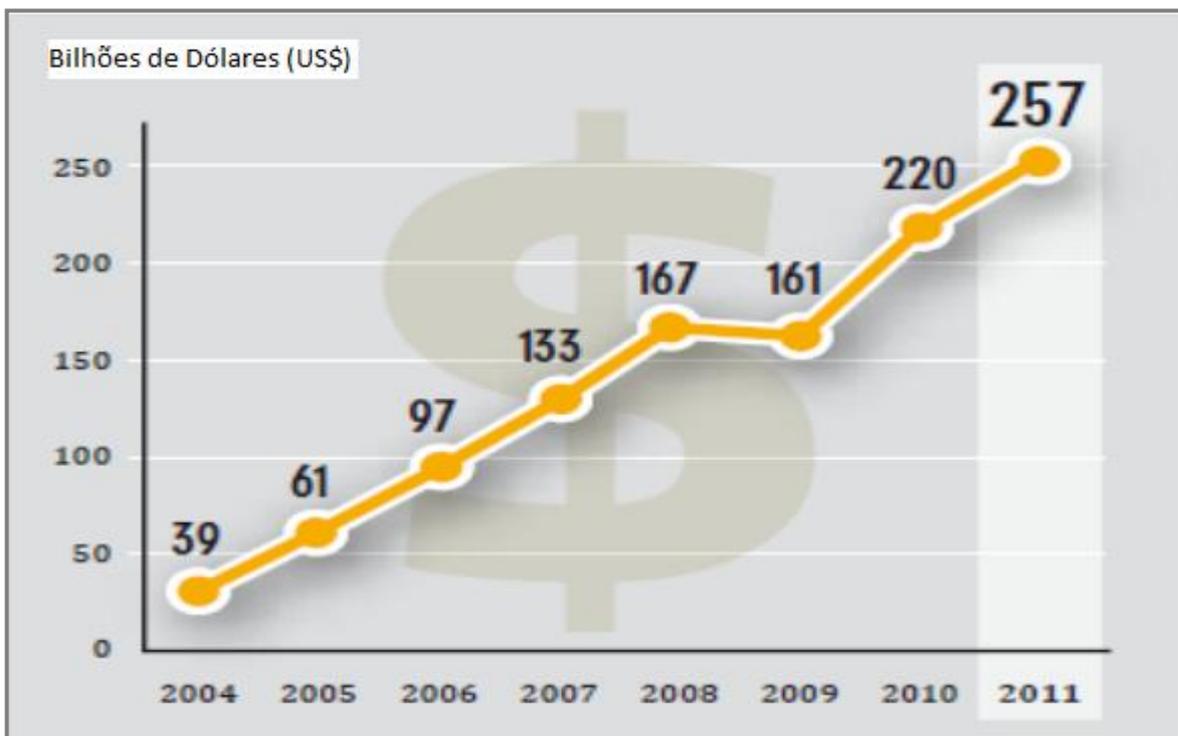
	<i>Tecnologia</i>	<i>Status técnico</i>	<i>Status comercial atual</i>
Biomassa	Rejeitos agrícolas	P-D	A
	Cogeração com bagaço	M	E
	"Fazendas" energéticas	P-D	A
	Incineração de lixo urbano	M-D	A
	Biogás de esgotos domésticos	D	A
	Biogás de efluentes industriais	M-D	A
	Biogás de aterro	M-D	A
Geotérmica	Hidrotérmica	M	E
	Geopressurizada	D	NE
	Rochas secas quentes	P-D	NE
	Magma	P	NE
Hidrelétrica	Pequena escala	M	E
	Grande escala	M	E
Oceânica	Marés	M	A?
	Corrente de maré	P-D	NE
	Ondas costeiras	P-D	A?
	Ondas do mar	P-D	A?
	Térmica oceânica (OTEC)	P-D	A
	Gradiente de salinidade	P	NE
Solar	Termelétrica solar	P-D	NE
	Térmica solar	M	E
	Arquitetura solar	M-D	E
	Fotovoltaica	M-D	A
	Termoquímica	M-P	A?
	Fotoquímica	P	NE
Eólica	Em terra firme	M	A
	No mar	M	A
	Bombas de ar	M-D	A

Notas: 1) Para *status* técnico: em fase de pesquisa (P); em desenvolvimento (D); tecnologia madura (M); 2) Para o *status* comercial: economicamente viável (E); não econômico (NE); economicamente viável em certas áreas ou nichos de mercado (A); possível viabilidade econômica em certos nichos de mercado (A?). As tecnologias assinaladas são as mais consolidadas.

Fonte: IEA/OECD, 1994 *apud* Goldemberg & Lucon (2011, p. 230).

Estudos da “Renewable Energy Policy Network for the 21st Century” – REN21 demonstram ter havido um gradativo crescimento em torno dos investimentos no mercado das energias renováveis nos últimos anos, passando de US\$ 39 bilhões, em 2004, para US\$ 257 bilhões em 2011 (Figura 7). Destaca-se, nesse sentido, o crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica no período 2006-2011, superando todas as demais tecnologias renováveis em termos de alocação de investimentos. Com crescimento de 58% a.a. no respectivo período, a fonte solar fotovoltaica atraiu, no ano de 2011, investimentos da ordem de US\$ 147 bilhões em empreendimentos de geração de energia elétrica, alavancando o desenvolvimento do setor em diversos países, tais como: Alemanha, Itália, China, Reino Unido, Espanha e Estados Unidos. Por sua vez, outras tecnologias renováveis apresentaram índices significativos de crescimento no mesmo período, merecendo destaque as fontes de energia solar térmica (37% a.a.) e energia eólica (26% a.a.), dando indícios de um cenário promissor de crescimento destas fontes nos próximos anos.

Figura 7: Investimentos globais em energias renováveis no período 2004-2011



Fonte: REN21, 2012, p. 61.

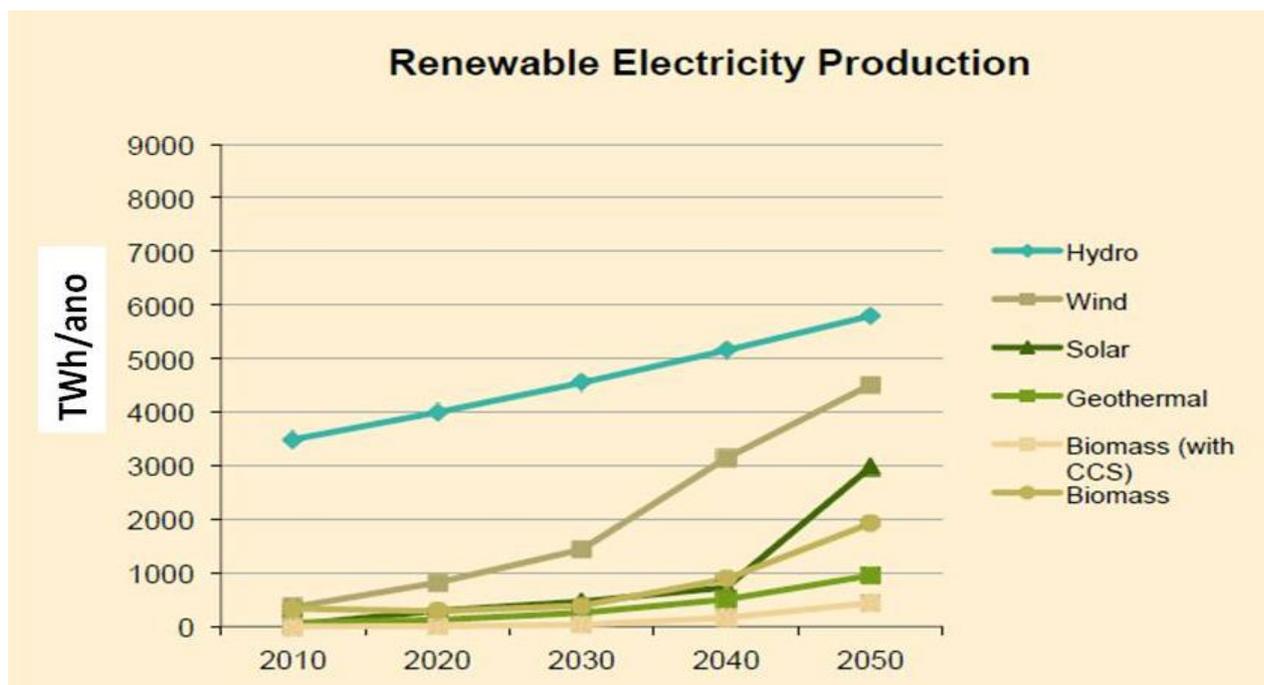
A expectativa para as próximas décadas é a de que o mercado mundial em torno das energias renováveis se expanda gradativamente. Estimativas desenvolvidas pelo World Energy Council – WEC (2013) visando projetar o crescimento e participação das

fontes renováveis de energia na produção mundial de eletricidade apresentam dois cenários possíveis para o período 2010-2050:

- a) Cenário 1 – Modelo “Jazz”: foco centrado num modelo de desenvolvimento econômico orientado pela ótica de mercado, o qual deposita a confiança nas decisões descentralizadas dos agentes para que estes promovam as adaptações necessárias ao “esverdeamento” da matriz produtiva. Representa, portanto, um modelo flexível aos padrões e regras de funcionamento do mercado;
- b) Cenário 2 – Modelo “Symphony”: ancorado em políticas e práticas internacionais acordadas sob o escopo da sustentabilidade ambiental, este modelo fundamenta-se em princípios de liderança e cooperação multilateral com o intuito de desenvolver políticas e programas governamentais voltados ao aproveitamento eficiente e diversificado das fontes de energia renováveis, de modo a garantir segurança e equidade energética.

No período 2010-2050, o ritmo de crescimento das fontes renováveis de energia a partir do modelo Jazz prevê as seguintes taxas anuais de crescimento: geração hidrelétrica (1%), energia solar (12%), fontes eólica e geotérmica (7%) e biomassa (5%), conforme dinâmica apresentada na Figura 8, a seguir.

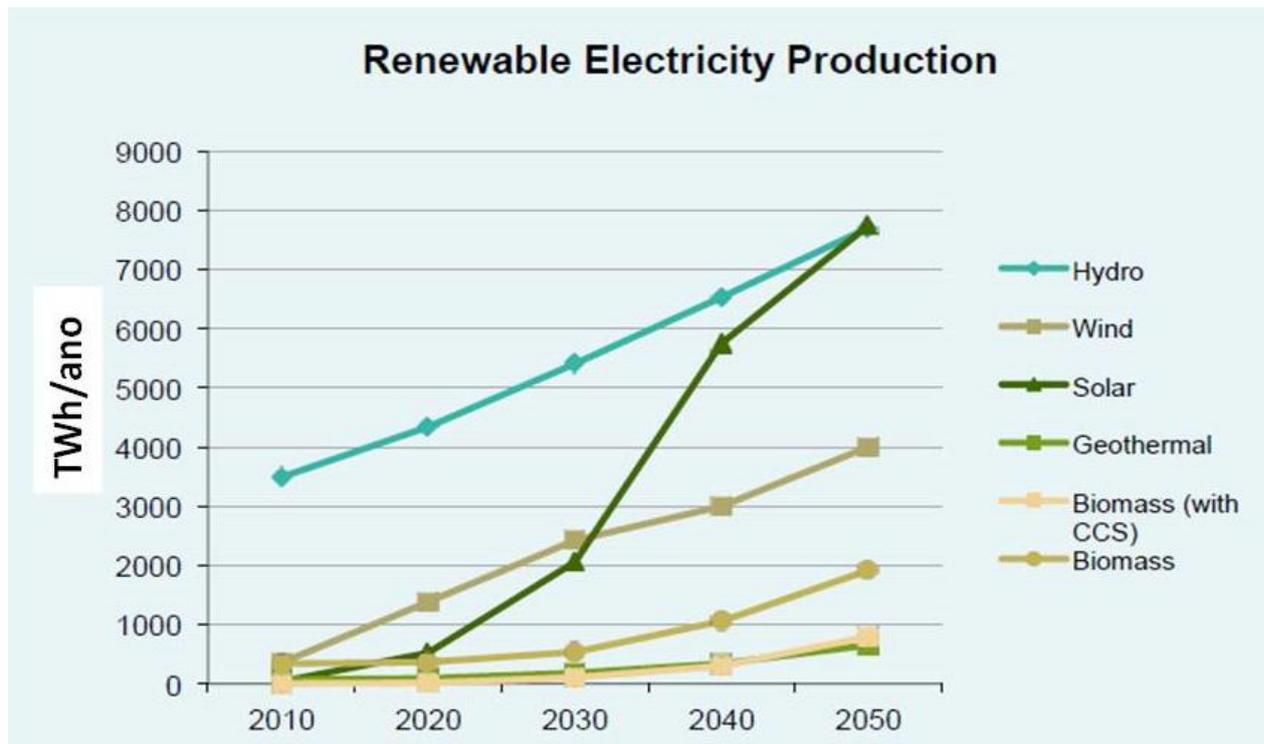
Figura 8: Estimativa de crescimento e participação das energias renováveis na geração global de eletricidade (2010-2050), a partir da ótica “Jazz”



Fonte: WEC, 2013, p. 58.

Pela ótica do modelo “Symphony”, a estimativa de evolução das fontes renováveis de energia na produção global de eletricidade dar-se-ia mediante um processo mais rápido e estável de transição, apoiado na expansão da hidroeletricidade e da exploração do potencial solar (crescimento de 15% a.a.), especialmente nos países em desenvolvimento. Essa dinâmica de crescimento é apresentada na Figura 9.

Figura 9: Estimativa de crescimento e participação das energias renováveis na geração global de eletricidade (2010-2050), a partir da ótica “Symphony”



Fonte: WEC, 2013, p. 58.

No plano interno, cenários desenvolvidos pelo Greenpeace (2013) apontam para um panorama de crescente participação e diversificação das fontes renováveis de energia na composição da matriz elétrica brasileira para as próximas décadas. Em 2011, a participação das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade alcançou um percentual de 89%, sendo boa parte deste montante atribuído à produção hidrelétrica. Na mesma perspectiva adotada pelo WEC (2013), o Greenpeace (2013) lançou dois cenários distintos para estimar a participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira de 2050, a qual deverá ter uma capacidade instalada em torno de quatro vezes superior a atual. Inicialmente, o estudo apresenta uma estimativa que intitula como cenário de “Referência (REF)”, projetando o crescimento das fontes renováveis de energia seguindo as tendências atuais de

desenvolvimento das respectivas fontes. Posteriormente, apresenta uma estimativa designada de cenário de “[R]evolução Energética ([R]E),” propondo um novo caminho para atender ao crescimento da demanda interna de energia elétrica prevista para as próximas décadas. Fundamentado em princípios de eficiência energética, inovação tecnológica, diversificação e adequação das formas, processos e sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, este cenário tem como pretensão garantir o atendimento da demanda interna de eletricidade a partir de um processo de priorização das fontes renováveis de energia como alternativa à redução da dependência de combustíveis fósseis. A perspectiva de crescimento trazida por estes cenários é apresentada na Tabela 3, a seguir.

Tabela 3: Estimativa de crescimento das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira a partir dos cenários REF e [R]E no período 2010-2050 (GW)

Fonte	Cenário	Ano				
		2010	2020	2030	2040	2050
Hidrelétrica	REF	87	114	136	151	161
	[R]E	87	100	106	112	114
Biomassa	REF	4,5	10,4	15	19	24
	[R]E	4	13	20	25	28
Eólica	REF	0,9	15	24	35	44
	[R]E	0,9	16	43	78	110
Geotérmica	REF	0	0	0	0	0
	[R]E	0	0	0	0	0
Solar Fotovoltaica (PV)	REF	0	0,4	1,1	3	8
	[R]E	0	2,8	24	68	100
Energia Solar Concentrada (CSP)	REF	0	0	0,9	2,3	3
	[R]E	0	0	4,5	24	39
Oceânica	REF	0	0	0	0,4	1
	[R]E	0	0	0,4	1,9	4,2
Total	REF	92	140	177	211	240
	[R]E	92	132	197	309	396

Fonte: GREENPEACE, 2013, p. 61.

A partir das perspectivas de crescimento estimadas no Cenário [R]E, ressalta-se a importante contribuição que as fontes eólica, solar fotovoltaica (PV) e solar

concentrada (CSP) poderão desempenhar no processo de expansão da matriz elétrica brasileira nas próximas décadas. Ademais, Sachs (2009) ressalta, ainda, a condição ímpar em que o Brasil detém para explorar o potencial energético da biomassa, uma vez favorecido por questões físicas e climáticas muito adequadas à exploração de florestas energéticas. De acordo com o autor, as fontes renováveis de energia oferecem ao Brasil a possibilidade de transformar o desafio ambiental em uma excelente oportunidade de negócios, protagonizando uma nova forma de governança ambiental em matéria de produção energética.

Essa perspectiva é corroborada pelas estimativas apresentadas pelo Greenpeace (2013) em seu cenário “[R]evolução Energética” as quais demonstram que, em 2050, 91,9% da eletricidade produzida no Brasil será proveniente de fontes renováveis de energia. A capacidade instalada de renováveis sairá dos 92 GW, em 2010, atingindo o patamar de 197 GW, em 2030, e 396 GW, em 2050. Para isso, seriam necessários investimentos anuais da ordem de 1,3% do atual PIB brasileiro até 2030, acrescido da parcela de recursos financeiros economizados no uso de combustíveis fósseis que seriam utilizados para abastecer as usinas térmicas (anteriormente em operação). Por sua vez, com o amadurecimento das tecnologias de aproveitamento das energias renováveis na geração de eletricidade, coloca-se como tendência haver um gradativo processo de redução dos custos produtivos, tornando esses energéticos mais competitivos no mercado. Nesse sentido, o cenário [R]evolução Energética estima, para o ano de 2050, uma redução da ordem de R\$ 88/MWh em relação ao custo de geração de energia elétrica apresentado no cenário de referência. Ademais, medidas de eficiência energética permitiriam reduzir, em longo prazo, mais 27% dos custos de fornecimento de energia elétrica em relação ao cenário de referência. Na visão do Greenpeace (2013, p. 8), “este cenário posiciona o Brasil como um dos líderes mundiais em fontes renováveis de energia”.

Twidell & Weir (2006) dão indicativos da importância de se investir em mecanismos de eficiência energética, especialmente no que diz respeito ao aprimoramento de processos e tecnologias de conversão energética empregados atualmente no aproveitamento das fontes renováveis de energia. Essa demanda se apresenta, de forma bastante evidente, a partir dos percentuais de eficiência global apresentados na Tabela 4, a seguir.

Tabela 4: Fatores globais de eficiência energética em processos de conversão

	Processo de Conversão	Eficiência (%)
Mecânica	Vento	35
	Hidráulica	70-90
	Onda	50
	Maré	75
Calor	Combustão Biomassa	35
	Coletor Solar	
Fóton	Fotossíntese	20-30
	Fotoquímica	

Notas: Já consideradas as perdas decorrentes da conversão de energia mecânica em eletricidade.

Fonte: Elaborado a partir de Twidell & Weir (2006, p. 15).

De acordo com o Greenpeace (2013, p. 8), “não há verdadeiras barreiras técnicas ou econômicas para a implementação de uma revolução energética que não possam ser superadas com vontade política”. Esse processo perpassa pela definição de políticas de incentivo à diversificação e ampliação das fontes renováveis de energia na matriz de produção elétrica. Consiste, entre outros fatores, em: a) eliminar todas as formas de subsídios para energéticos de origem fóssil e nuclear, estabelecendo uma política de estímulo e incentivo financeiro às fontes renováveis de energia; b) incorporar os impactos socioambientais aos custos de produção energética, a fim de revelar os verdadeiros preços das fontes não renováveis de energia utilizadas na geração elétrica; c) estabelecer uma política normativa e regulatória voltada para o desenvolvimento e a promoção de novas fontes renováveis de energia, de forma a garantir prioridade, acesso e integração de usinas renováveis à rede elétrica; d) fixar uma política de preços e tarifas justa para as fontes renováveis em leilões de energia, de forma a garantir rentabilidade financeira e atrair novos investidores; e) financiar fundos de pesquisa, desenvolvimento e inovação voltados à promoção e ao desenvolvimento do mercado de energias renováveis, assim como de novas tecnologias, sistemas e processos de eficiência energética.

Trata-se, portanto, de políticas e medidas conjunturais que perpassam todos os setores do sistema brasileiro de eletricidade (geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica). Em boa parte, essa é a preocupação da abordagem estruturada no próximo capítulo, o qual se atenta à análise da conjuntura estabelecida pelo Novo Modelo Institucional do SEB ao setor de geração de energia elétrica e suas influências sobre o processo de aproveitamento das fontes renováveis de energia na produção de eletricidade.

CAPÍTULO III

3 NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SEB: INFLUÊNCIAS SOBRE A RENOVABILIDADE ENERGÉTICA DA MATRIZ ELÉTRICA

3.1 O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO INSTITUCIONAL DO SEB

3.1.1 Aspectos de formação e desenvolvimento do SEB: antecedentes que influenciaram o processo de reestruturação

De acordo com a UFPR (1994), o advento da eletricidade tem sua origem datada do século XIX. Contudo, o processo de desenvolvimento e consolidação do setor ocorreu particularmente no início do século XX. No Brasil, a difusão da eletricidade ocorreu de forma mais pronunciada a partir da transição do regime imperial para o republicano (em 1889), motivada pelas transformações de cunho ideológico que se alastraram pelo campo político. Dentre os fatores que contribuíram para o êxito do setor elétrico no período, merecem destaque a incorporação e reprodução, pelas elites governantes, do pensamento modernizador e progressista que se difundia em âmbito internacional e a influência exercida pela expansão da economia cafeeira, estimulando o desenvolvimento industrial e de infraestrutura das cidades (transportes, comunicações, saneamento, urbanização, iluminação pública). O período 1889-1930 caracterizou-se por um processo de relativo afastamento e não intervenção do governo brasileiro em questões ligadas ao desenvolvimento industrial, relegando esta função à iniciativa privada. Como resultado desta política, obteve-se, no período, a instalação de grandes empresas estrangeiras, atuando tanto no setor de energia elétrica como em outras áreas dinâmicas da economia. As estruturas de fornecimento de eletricidade assumiam caráter local, voltadas, em muitos casos, ao atendimento de um único município ou região. Neste período, a interferência do Estado na indústria de energia elétrica limitava-se à elaboração de medidas isoladas de regulamentação do setor.

A década de 1930 inaugurou um período de profundas transformações institucionais no Brasil, reflexo de um cenário dominado pelo sentimento de nacionalismo e pela ótica da centralização administrativa, influenciados pela crise econômica de 1929 e pelo contexto de guerra (Revolução de 1930) instalado no país.

Como resultado, inaugura-se um amplo processo de criação de empresas estatais e de agências reguladoras da economia em nível federal. Essas tendências tornaram-se ainda mais proeminentes a partir da instauração da ditadura no Estado Novo (1937-1945), disseminando suas influências de forma determinante sobre o setor energético nacional¹⁵ (UFPR, 1994). De acordo como Teodoro (2006), as transformações ocorridas no país, entre 1930 e 1945, celebraram a ruptura do desenvolvimento capitalista brasileiro e a redefinição do papel do Estado, cuja atuação pautou-se na centralização e nacionalização dos instrumentos de controle e decisão.

A materialização dessa nova conjuntura institucional viria a respaldar, anos mais tarde (particularmente a partir do segundo Governo de Getúlio Vargas (1951-1954)), a criação de diversas empresas estatais de energia com o intuito de consolidar uma participação mais efetiva no controle estatal do setor. No âmbito federal, foram fundadas, nesse contexto: a Petrobras, em 1953; a Central Elétrica de Furnas (FURNAS), em 1957; o Ministério de Minas e Energia (MME), em 1960; a Eletrobras, em 1962; entre outras grandes estatais do setor elétrico, tais como Chesf, Eletronorte e Eletrosul. Data deste mesmo movimento e período a criação das empresas estaduais de prestação de serviços em energia elétrica (UFPR, 1994). Desde o pós-guerra até meados da década de 60, a deficiência no suprimento de energia elétrica enfrentada pelo país era um dos problemas estruturais apontados como obstáculos ao desenvolvimento econômico. Se, por um lado, havia a urgência na ampliação da capacidade instalada; por outro, questionava-se de onde viriam os recursos para o financiamento. Coube, nesse sentido, ao Estado a responsabilidade pelo planejamento, investimento, construção, operação, regulamentação e financiamento do setor elétrico (TEODORO, 2006).

Com o advento do “milagre econômico” que caracterizara a política econômica na transição dos anos sessenta para a década de 1970, com índice de crescimento econômico em torno de 11% ao ano, reivindicou-se um esforço governamental concentrado em investimentos no setor de energia elétrica para sustentar esse ritmo de crescimento. Sob a coordenação da Eletrobras, os segmentos de geração e transmissão receberam significativos investimentos, uma vez que a interligação dos sistemas passou a ser o foco de atenção do SEB, visando englobar regiões cada vez

¹⁵ De acordo com os estudos da UFPR (2004), o Código de Águas – instituído por decreto federal em 1934 – constituiu-se no autêntico marco do processo de estatização do setor elétrico nacional (embora não tenha sido criado para tal fim), visto que em seu texto determinava a instauração de monopólio da União na exploração do potencial hidráulico do país, mediante concessão outorgada pela Presidência da República.

mais distantes e um maior número de concessionárias. Boa parte dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica (grandes sistemas) passou a ficar sob a responsabilidade do Governo Federal, cabendo aos Estados os serviços de transmissão e distribuição em menor escala. O modelo de financiamento do setor elétrico apoiava-se, basicamente, em três regimes: a) autofinanciamento; b) financiamento interno; e c) financiamento externo, com ostensivo endividamento (TEODORO, 2006). De acordo com Tolmasquim (2011), para fins de financiamento interno, o setor elétrico contava com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), fundado em 1952; em termos de autofinanciamento, usufruía dos recursos do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e do Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE), ambos criados pela Lei nº. 2.308, de 1954; e o financiamento externo se dava mediante empréstimos de fundos internacionais. Na visão deste autor, essa política centrada em recursos tarifários, empréstimos compulsórios e receitas garantidas, constituía uma sólida base financeira para promover a expansão do setor. Afirma, ainda, que esse modelo funcionou bem até o fim da década de 1970, quando a União passou a usar as tarifas das empresas do setor elétrico como instrumento de política monetária, a fim de conter a inflação. Esse processo, somado a outros fatores de natureza interna e externa, levou à descapitalização do setor elétrico, instaurando um cenário de grande crise na década seguinte.

A década de 1980 ficou marcada pelo esgotamento do modelo desenvolvimentista de expansão do SEB. Esse processo foi motivado pela desestruturação do sistema de financiamento, levando ao racionamento e interrupção de fluxos e investimentos no setor. No cenário externo, a política de valorização do dólar e de elevação das taxas de juros, elevando os encargos financeiros das dívidas contraídas e estimulando a inversão dos fluxos internacionais de crédito, inviabilizaram novos empréstimos. No cenário interno, as tarifas de energia elétrica perderam relativo valor de mercado (cerca de 30%) à medida que foram submetidas ao regime da política anti-inflacionária. Ademais, contribuíram para o desmantelamento do IUEE, uma das principais fontes de recursos para a expansão do setor elétrico. Por fim, a Constituição de 1988 extinguiu o IUEE ao criar o Imposto de Circulação de Mercadorias (ICM), que passou a ser calculado sobre as contas de energia elétrica. Contudo, o ICM trouxe como principal desvantagem o fato de não ser uma fonte de recursos a ser investida no setor elétrico. Em vista dessa conjuntura, e assolado pela crise econômica e fiscal da

década, o Estado tornou-se incapaz de financiar a expansão do setor (TEODORO, 2006).

Já a década de 1990 viria a reconfigurar o papel de intervenção do Estado na economia – e, conseqüentemente, na condução do setor elétrico. As tendências liberais que adentraram o campo político e econômico no final da década de 1980, questionando a centralidade do Estado e sua interferência na economia, influenciaram decisivamente o setor de serviços públicos, bem como as diretrizes e regimes relativos à sua prestação – sobretudo, em áreas estratégicas da economia, como é o caso do setor elétrico. Seguindo este pensamento dominante, e fundamentando-se em experiências internacionais, viu-se no início dos anos 1990 a necessidade de introduzir um novo regime de mercado como forma de aumentar a eficiência das empresas atuantes no ramo da eletricidade, cuja lógica depositava sua ênfase no incentivo à competitividade empresarial do setor. Nessa perspectiva, considerava-se esgotado o modelo de monopólio estatal responsável pela expansão e consolidação da indústria elétrica que prevaleceu no Brasil até o respectivo período. Mediante a abertura do capital estatal à participação do capital privado, a ação estatal passou a ser limitada, reduzindo o seu poder de mercado diante da participação de investimentos privados no setor (UFPR, 1994). De acordo com Tolmasquim (2011), em consonância com os preceitos ideológicos trazidos por esta nova corrente de pensamento – sustentando como pano de fundo a redução do papel do Estado como agente único e exclusivamente regulador da atividade econômica – e tendo como questão catalisadora o cenário de crise instaurado na década de 1980, deu-se início a um amplo processo de reestruturação do SEB, o qual viria a se consolidar em 2004.

Ainda em 1992, o governo brasileiro instituiu, por intermédio da Lei nº. 8.031, o Plano Nacional de Desestatização (PND), o qual se constituía num abrangente programa de desestatização voltado à captação de recursos e formação de caixa para o tesouro nacional. Em consequência do PND, o processo de privatização de empresas do SEB foi inaugurado por meio do Decreto nº. 572, de junho de 1992, dando prioridade à venda de duas empresas distribuidoras em poder do Governo Federal (Light e a Escelsa), abrindo assim o caminho para a privatização das empresas de geração de energia elétrica com o intuito de eliminar os riscos de inadimplência. No entanto, as mudanças de maior impacto ao contexto institucional do SEB iniciaram-se efetivamente em 1995, com a promulgação da Lei Geral de Concessões (Lei nº. 8.987/95), a qual definiu regras gerais para a prestação de serviços públicos, tais como

os direitos e obrigações dos concessionários e usuários, a instituição do serviço pelo preço (em substituição ao serviço pelo custo) para concessões e permissões de serviço público, com reajustes e revisões tarifárias, a fim de preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Em seu texto, a Lei introduziu importantes reformas na estrutura de funcionamento do SEB, prevendo a revisão tarifária nos contratos de concessão, a criação da figura jurídica do produtor independente de energia, a base para o surgimento dos consumidores livres (com carga igual ou superior a 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV)¹⁶ terem direito à contratação de energia de produtores independentes, entre outras alterações. A Lei estabeleceu, ainda, os direitos e obrigações das concessionárias e previu a necessidade de se instaurar um sistema tarifário e regulador capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

No início de 1996, a Eletrobras contratou o consórcio *Coopers & Lybrand* (C&L), de reconhecida referência internacional¹⁷, para prestar consultoria em torno de um projeto de “Reestruturação do SEB”, então denominado RESEB. De acordo com Tolmasquim (2011), o relatório final, apresentado em 1997, apresentava uma série de recomendações para encabeçar o processo de reestruturação do SEB, dentre as quais, destacam-se:

- a) Estabelecer a livre comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN);
- b) Estabelecer sistema de “contratos iniciais” para mediar o processo de transição dos modelos;
- c) Criar um Mercado Atacadista de Energia (MAE) para operacionalizar as operações de compra e venda de energia livremente negociada;
- d) Promover o desmembramento dos ativos de geração e distribuição (desverticalização), de forma a desvincular o processo de contratação da transmissão do processo de compra e venda de energia;
- e) Estruturar a criação de um Operador Independente do Sistema (OIS);
- f) Organizar as atividades financeiras e de planejamento.

¹⁶ Lembrando que, a partir de 2001, qualquer concessionária ou produtor de energia passaria a gozar deste mesmo direito.

¹⁷ Esse consórcio havia participado do processo de reestruturação e desenho do novo modelo do setor elétrico da Inglaterra, por sua vez, fortemente desregulamentado (TEODORO, 2006; TOLMASQUIM, 2011).

Em linhas gerais, o modelo desenhado procurava instaurar a competição nos setores de geração e comercialização e garantir o livre acesso de mercado aos setores de transmissão e distribuição de energia elétrica. Visando estruturar as mudanças previstas pelo RESEB, foram constituídos os seguintes agentes setoriais: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)¹⁸, atuando como novo órgão de formulação, regulação e fiscalização de políticas e serviços do setor elétrico; o MAE¹⁹, com a função de operacionalizar as transações comerciais no âmbito do SEB; e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com a responsabilidade de comandar as operações técnicas e comerciais do setor. Em resposta às proposições estabelecidas pelo consórcio, o governo brasileiro deu início a uma série de reformas com o intuito de implementar o projeto de privatização em vista das premissas previstas pelo RESEB. Porém, antes mesmo de concluído o processo de transição, marcado pelo término dos contratos iniciais, o setor elétrico passou por uma grave crise de racionamento, ocorrida em 1991. Diante da gravidade da situação e urgência pela formulação de soluções imediatas e eficientes para garantir o suprimento da demanda, as medidas previstas pelo projeto RESEB deram lugar a um plano de intervenção emergencial para o setor.

Em maio de 2001, foi criada a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, com o intuito de avaliar a política de produção de energia e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre demanda e oferta de energia. Conforme apontado pela respectiva Comissão, uma das principais causas dessa crise resultou da falta de investimentos em geração, tendo como causas a:

- a) Superestimação do lastro dos contratos iniciais;
- b) Ausência de coordenação institucional entre os órgãos setoriais;
- c) Ausência de um modelo regulatório juridicamente consistente e robusto, capaz de estimular o investimento privado;

¹⁸ Criada pela Lei nº. 9.427 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto nº. 2.335 de outubro de 1997, a Aneel incorporou as ações do então extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), fundado em 1965 com a finalidade de normatizar e fiscalizar os serviços e atividades concernentes ao setor de energia elétrica. Organizada sob a forma de autarquia vinculada ao MME, a Aneel passou a assumir funções de regulação e fiscalização de atividades e serviços em energia elétrica; emissão de outorgas de concessão, permissão e autorização (por delegação do Governo Federal) de empreendimentos e serviços de energia elétrica; implementar políticas e diretrizes governamentais e estabelecer tarifas para serviços ligados ao setor.

¹⁹ Em 1998, por intermédio da Medida Provisória nº. 1.531, convertida na Lei nº. 9.648 do corrente ano, instituiu-se o MAE, sendo este um ambiente destinado à livre negociação e contratação de energia elétrica. Sem personalidade jurídica, era gerido pela Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) e regulado pela Aneel. O MAE substituiu o antigo sistema de fixação de tarifas e de termos de contratos de energia elétrica existentes. Em 2004, foi sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada através da Medida Provisória nº. 144, de 2003, posteriormente convertida na Lei nº. 10.848 de 2004.

- d) Falta de planejamento estrutural;
- e) Restrição ao investimento das empresas estatais.

Na visão de Tolmasquim (2011, p. 20), a crise de racionamento revelou uma característica singular da reforma dos anos 1990, em termos de experiência mundial de reestruturação na indústria de energia: “a privatização de ativos (distribuição, principalmente) e a reforma do mercado seguiram caminhos paralelos, de forma quase independente”. Sugere, na sequência, que:

“a privatização, realizada por motivos externos ao setor elétrico, fez a reestruturação preceder a desregulamentação, sem levar em conta que a escassez de oferta, agravada pela ausência de investimentos na expansão da geração, inviabilizou a competição nas atividades de geração e de comercialização, ou seja, abalou os próprios fundamentos do modelo que se implantava”.

Para o autor, a experiência brasileira vivenciada com a crise de racionamento ocorrida em 2001 não somente demonstrou a fragilidade e a necessidade de se modificar a estrutura institucional do SEB, mas pavimentou o caminho para a construção do Novo Modelo Institucional do SEB, tema em que será abordado no item a seguir.

3.1.2 Novo Modelo Institucional do SEB: reforma estrutural e arranjo organizacional

Os ideais liberais que se disseminaram no campo político-econômico internacional nos anos 1990 influenciaram sobremaneira os rumos da economia brasileira, especialmente em setores estratégicos, como é o caso da produção energética. A reforma do modelo do SEB inaugurada nesse período se mostrou incapaz de superar o descompasso estabelecido entre os índices deficitários de oferta de energia e fazer frente a um cenário de crescente demanda por eletricidade. Como resultado, o Brasil mergulhou numa grave crise de abastecimento em 2001, obrigando o governo a decretar o racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, Norte e Nordeste do país. Por sua vez, esta crise veio ressaltar ainda mais o quadro de ineficiência e insegurança instaurado no sistema de abastecimento do SEB, realçando a necessidade de reformar a estrutura do modelo desenhado para o setor. Assim, com a missão de retomar o planejamento setorial e reestruturar os meios de financiamento, de forma a superar o déficit de oferta de eletricidade e estimular a

competitividade e a eficiência do setor, deu-se início, em 2003, ao processo de reestruturação do SEB.

Logo no início da gestão do então presidente Luiz Inácio Lula da Silva, o MME editou a Portaria nº. 40 constituindo um Grupo de Trabalho formado por técnicos do setor elétrico selecionados para trabalhar na proposta de construção de um novo modelo de gestão para o SEB, o qual passou a ser denominado de “*Novo Modelo Institucional do SEB*”. Em dezembro de 2003, foi editada a Resolução CNPE nº. 09 aprovando o relatório e a proposta de encaminhamento das medidas legais pertinentes e necessárias à implementação do Novo Modelo estruturado pelo Grupo de Trabalho designado. A proposta apresentada buscava dialogar, entre outros aspectos, com questões de natureza institucional, contratual, de planejamento e de financiamento do setor (TOLMASQUIM, 2011). No intuito de encontrar uma via alternativa às experiências anteriores – ou seja, um caminho intermediário entre o modelo instaurado até a década de 1990, sob o domínio estatal, e o que vigorou entre este período e a crise energética de 2001, o qual depositava sua crença na livre concorrência de mercado (ótica privatista) como meio para garantir a eficiência do setor –, a concepção do Novo Modelo Institucional do SEB foi pensada a partir de um ambiente de convívio entre as iniciativas estatal e privada, imbricadas de forma a resultar em ganhos efetivos para o setor elétrico nacional (TEODORO, 2006).

Institucionalizado em 2004, mediante normatização específica²⁰, o Novo Modelo Institucional do SEB assentou-se em torno de quatro princípios elementares, quais sejam:

- a) Garantir segurança no suprimento de energia elétrica;
- b) Promover a modicidade tarifária, estimulando a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- c) Assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema, e;
- d) Promover a inserção social, através de programas de universalização e acesso aos serviços de energia elétrica.

²⁰ Entre outros, citam-se os seguintes atos normativos: a) Decreto n.º 5.081, de 14 de maio de 2004, regulamentando a atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); b) Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, regulamentando a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia, entre outras providências; c) Decreto n.º 5.177, de 12 de agosto de 2004, dispendo sobre atribuições, organização e funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); d) Decreto n.º 5.184, de 16 de agosto de 2004, criando a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e aprovando seu Estatuto Social; e) Decreto n.º 5.195, de 26 de agosto de 2004, instituindo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

De acordo com Teodoro (2006), na perspectiva do Novo Modelo, a garantia de segurança de suprimento perpassa por um conjunto de medidas, dentre as quais se destacam: exigência de contratação da totalidade da demanda; cálculo realista dos lastros (energia assegurada) de geração; estabelecimento de critérios de segurança mais severos; contratação de hidrelétricas e térmicas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo; monitoramento permanente da segurança, permitindo detectar desequilíbrios e ensejando medidas preventivas.

A base da modicidade tarifária reside na contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. Decorre, nesse sentido, de um mecanismo de contratação de energia estruturado para atender aos seguintes fins: estimular a competição no setor de geração de eletricidade mediante processo de compra de energia por meio de leilões de “menor tarifa”; promover a contratação de energia por meio de licitação conjunta dos distribuidores (*pool*) visando obter economias de escala na contratação, repartir riscos e benefícios contratuais e equalizar tarifas de suprimento (visto que cada comprador do leilão teria uma quota de cada empreendimento licitado, à mesma tarifa); e contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes²¹, ambas por licitação. Praticar tarifa módica não implica necessariamente em praticar a tarifa mais barata, mas sim a menor tarifa que, uma vez cobrindo as despesas e remunerando adequadamente os investimentos das concessionárias e promovendo a garantia do atendimento do serviço, seja também capaz de propiciar os investimentos necessários à expansão e modernização do setor (TEODORO, 2006).

De acordo com Tolmasquim (2011), no intuito de garantir estabilidade regulatória, o Novo Modelo criou novos agentes institucionais e preocupou-se em especificar, de forma clara e objetiva, as funções e atribuições dos diversos agentes institucionais existentes, estabelecendo com nitidez suas responsabilidades e aperfeiçoando sua governança.

Por sua vez, a inclusão social apoia-se na utilização de recursos arrecadados na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a serem destinados, prioritariamente, para fins de universalização do acesso e uso da energia elétrica, como forma de subsídio para consumidores de baixa renda, e para garantir a modicidade tarifária de

²¹ De acordo com Tolmasquim (2011), para participar dos leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os agentes geradores são classificados em dois tipos principais: “energia existente” e “energia nova”. Essa segmentação permite preservar a modicidade tarifária, pois impede que a energia de usinas existentes (com investimentos amortizados) seja vendida pelo preço de energia nova – mais cara, uma vez necessitando recuperar o capital investido na implantação do empreendimento.

sistemas das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste (especialmente, sistemas isolados, em boa parte, movidos a derivados do petróleo) (TEODORO, 2006).

De acordo com Tolmasquim (2011), ao afirmar-se nesses quatro princípios, esse Novo Modelo representou importante aperfeiçoamento do marco regulatório do SEB, uma vez promovendo reformas em torno dos seguintes aspectos:

- a) Modificações no processo de comercialização de energia no SIN, mediante a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- b) Reformas institucionais, reorganizando as competências e dando origem à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- c) Retomada do planejamento setorial a partir da contratação regulada por meio de leilões de energia e mediante a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- d) Retomada dos programas de universalização de acesso aos serviços de energia elétrica;
- e) Segurança jurídica e estabilidade regulatória, premissas fundamentais para atrair investimentos, reduzir riscos e expandir o mercado.

No Quadro 4, a seguir, são sintetizadas as principais alterações ocorridas na estrutura de funcionamento do mercado brasileiro de eletricidade desde a década de 1990, quando deu-se início ao processo de reforma do SEB. Em termos gerais, percebe-se que duas mudanças trazidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB divergem de forma mais expressiva em relação ao modelo praticado até 2003: a) a convivência entre os mercados livre e regulado, permitindo aos geradores de energia elétrica comercializar em ambos os ambientes (ACL e ACR); b) e a contratação de toda a demanda de mercado, acrescida de percentual de energia de reserva.

Ressalta-se, nesse sentido, a instituição de dois ambientes de contratação de energia elétrica: o ACL, estabelecendo a livre negociação de preços na geração e na comercialização de eletricidade; e o ACR, no qual a contratação de energia passou a ser realizada em leilões de menor tarifa. Destaca-se, também, a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tendo por finalidade o desenvolvimento de estudos e pesquisas destinados a subsidiar tecnicamente o planejamento e a expansão do setor energético nacional, seja no curto, médio e longo prazo.

Quadro 4: Síntese evolutiva das principais reformas instituídas no processo de reestruturação do SEB

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

Fonte: CCEE, documento eletrônico²².

Todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado (tanto no ACR como no ACL) devem ser registrados na CCEE, uma vez que esta realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos e/ou consumidos por cada agente. Em se tratando de contratos de médio e longo prazo (igual ou superiores a 5 anos), aumenta a possibilidade de haver divergências entre o planejamento da demanda de energia elétrica estimado pelas distribuidoras e o montante exato de eletricidade necessário para suprir a oferta em sua área de atuação. Em termos práticos, esse

²² Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Mudanças no setor elétrico brasileiro. Documento eletrônico. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afLoop=130712553486000#%40%3F_afLoop%3D130712553486000%26_adf.ctrl-state%3D10y0k5o5yx_68>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2014.

processo pode resultar em déficit de energia elétrica para uma região atendida por determinada distribuidora e superávit energético em outra, reivindicando a previsão de um mecanismo de ajuste e equalização do sistema de suprimento. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)²³. Assim, o Mercado de Curto Prazo pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes.

No Mercado de Curto Prazo, a negociação é mediada por processo de contratação multilateral, mediante regras específicas de comercialização²⁴. Sua contratação é viabilizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva (LER). Esta modalidade de contratação é formalizada por meio de dois contratos: os Contratos de Energia de Reserva (CER) e os Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer). O mecanismo de contratação de Energia de Reserva foi criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade – seja a partir de novas usinas de geração ou de usinas existentes. Complementarmente, como medida para garantir segurança de suprimento, o Novo Modelo estabeleceu como medida obrigatória a contratação de 100% da demanda por parte dos agentes distribuidores, mediante cálculo realista de lastro de geração, em contratos com prazos não inferiores a 5 anos.

Observa-se, portanto, que as principais reformas trazidas pelo Novo Modelo do SEB estão relacionadas ao sistema de comercialização de energia elétrica. Para fins de organização textual, essas questões serão abordadas, com maior propriedade, no *item* 3.2.3, reservado à discussão em torno das reformas estabelecidas por este Novo Modelo ao sistema de comercialização de eletricidade.

Diante da diversidade de agentes (com objetivos, prerrogativas e atribuições distintas) que atuam no SEB, Tolmasquim (2011), estabelece uma classificação que faz distinção entre agentes econômicos setoriais e agentes institucionais. Entende por agentes institucionais, aqueles que detêm competências e atribuições relacionadas às

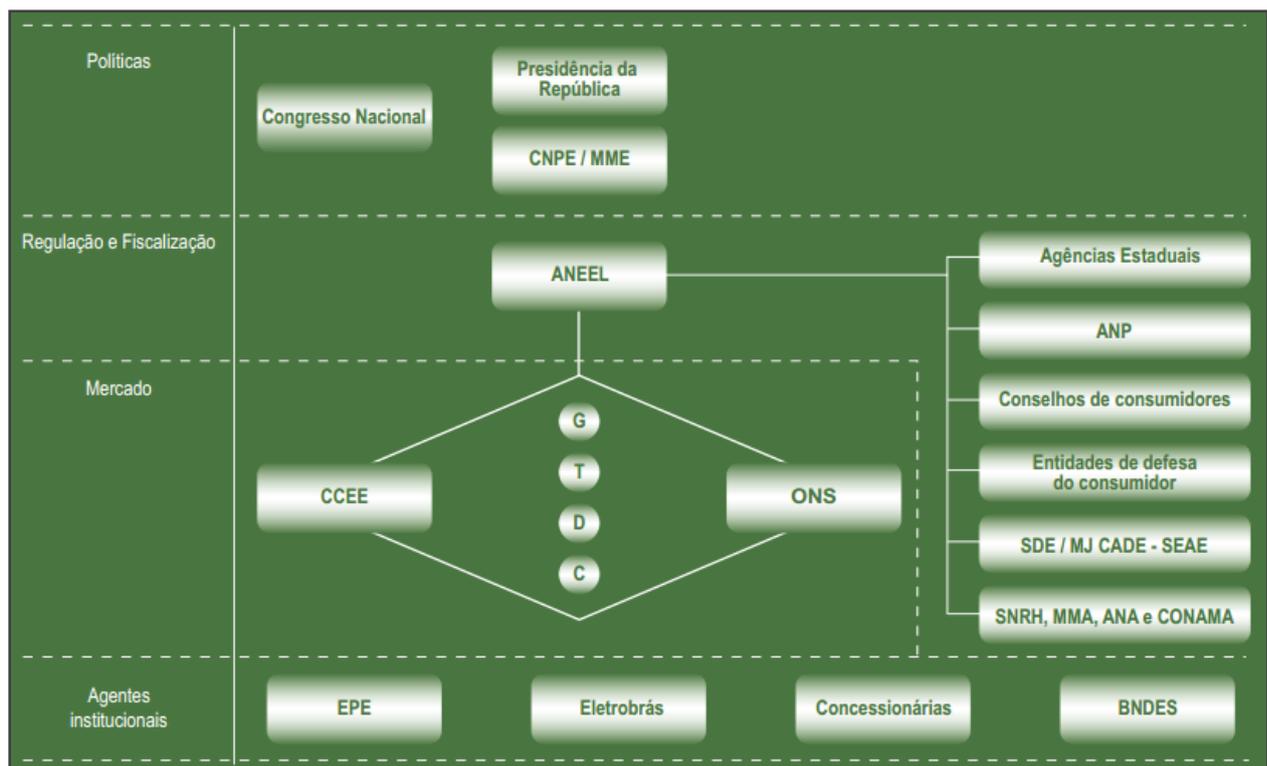
²³ O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) constitui-se num valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado.

²⁴ Para mais informações, consultar: CCEE: comercialização; disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=9rkrsioes_4&_afLoop=882949845806467>. Acesso em 25 de maio de 2014.

atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial. Por agentes econômicos, compreendem-se aqueles que detêm concessões, permissões ou autorizações para a exploração de atividade econômica de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia elétrica e, também, os consumidores de energia. Considera, ainda, a existência de outros atores não setoriais (tanto agentes econômicos como institucionais) que influenciam na política, regulação, e decisões empresariais setoriais – contudo, são possuem atuação direta nem competências específicas de atuação no SEB, tais como: o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), entre outros.

A seguir, apresenta-se um mapa esquemático ilustrando a estrutura organizacional do Novo Modelo Institucional do SEB (Figura 10).

Figura 10: Estrutura organizacional do Setor Elétrico Brasileiro



Nota: Na figura, os setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização estão representados, respectivamente, pelas iniciais “G”, “T”, “D” e “C”.

Fonte: ANEEL (2008a, Box 1).

A partir da classificação instituída por Tolmasquim (2011), apresenta-se na sequência uma breve descrição trazendo as principais atribuições e competências dos agentes econômicos setoriais e institucionais que atuam no SEB.

3.1.2.1 Agentes Institucionais

Na visão de Tolmasquim (2011), apesar de sua complexidade, os agentes institucionais que atuam no SEB possuem atribuições e competências bem definidas. Em vista da natureza jurídica de cada ente e suas competências institucionais, o autor enquadra os agentes em três categorias distintas: a) agentes que exercem atividades de governo; b) agentes que executam atividades regulatórias; c) e entidades de direito privado que executam atividades especiais, ou seja, atividades de caráter eminentemente técnico, tais como: planejamento a médio e longo prazos, viabilização das atividades de comercialização de energia, coordenação do SIN, entre outras.

A expressão “governo” remete à política de comando, de iniciativa, de fixação de objetivos do Estado e de manutenção da ordem jurídica. São essas as principais características dos agentes institucionais que exercem atividades de governo. Já as atividades regulatórias, no âmbito da prestação de serviços públicos, emergem da dissociação entre a regulação dessas atividades e a definição de critérios e diretrizes políticas, de modo a assegurar que a disciplina dos serviços públicos, tais como a geração e a comercialização de energia elétrica, seja norteadas por critérios não exclusivamente políticos.

Por atividades regulatórias, entende-se, portanto, a competência para editar normas abstratas infralegais, adotar decisões discricionárias e compor conflitos num setor econômico, podendo vincular diversos setores, sejam eles estatais ou não.

Por fim, são consideradas especiais atividades como o planejamento e a operação do sistema elétrico ou a operacionalização da comercialização de energia. De relevante interesse público, essas atividades são desempenhadas por pessoas jurídicas de direito privado. Na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), os agentes dividem-se em quatro categorias: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração abrange três classes de agentes: geradores concessionários de serviço público, produtores independentes e autoprodutores. Os serviços de transmissão são prestados por agentes concessionários, mediante contratos de concessão de serviço público com o Estado. A distribuição engloba a classe dos agentes de distribuição, titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica. Na comercialização, têm-se os importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres. No Quadro 5, são apresentadas as atribuições dos principais agentes institucionais do SEB.

Quadro 5: Agentes institucionais do SEB

AGENTES INSTITUCIONAIS		
Categoria	Agente	Atribuições e competências
Atividades de Governo	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Propor políticas, medidas e diretrizes voltadas ao aproveitamento racional de fontes energéticas; planejar a expansão da oferta de energia a partir da diversificação da matriz energética; assegurar o equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços; proceder com regulamentações e critérios específicos ao setor; definir empreendimentos que, em vista de seu caráter estratégico, sejam de interesse público
	Ministério de Minas e Energia (MME)	Formular e implementar políticas relativas ao setor energético; estabelecer diretrizes para os leilões de energia, celebrar contratos de concessão, expedir atos de autorização e definir garantias físicas para os empreendimentos; proceder em relação aos serviços e instalações de energia elétrica, cuja titularidade seja da União
	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	Monitorar a segurança do suprimento elétrico; acompanhar o andamento dos cronogramas de atividades nos setores de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica e de insumos elétricos; identificar restrições e propor ajustes para condicionantes de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que possam afetar a regularidade e a segurança de abastecimento
Atividades Regulatórias	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Regular e fiscalizar os serviços de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; implementar políticas e diretrizes estabelecidas pelo governo federal em matéria de exploração e aproveitamento de potenciais elétricos; gerir contratos e promover os procedimentos licitatórios para contratação de concessionárias e permissionárias de serviços públicos em energia elétrica; zelar pela defesa da concorrência; fixar multas administrativas às concessionárias e permissionárias; estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica e planos de meta
Atividades Especiais	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Subsidiar e apoiar tecnicamente o planejamento energético nacional (estudos e projeções da matriz energética; identificação, quantificação e inventariação de potenciais elétricos; planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos); elaborar e publicar o Balanço Energético Nacional (BEN), o Plano Decenal de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE); obter licenças ambientais prévias e declaração de disponibilidade hídrica para licitações de empreendimentos hidrelétricos; habilitar, tecnicamente, empreendimentos que participam dos leilões de energia realizados pela Aneel; desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para empreendimentos de energia elétrica; avaliar e incrementar o uso de energia de fontes renováveis; subsidiar programas de eficiência energética
	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	Viabilizar a comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL); promover e administrar os leilões de compra e venda de energia; entre outras atribuições
	Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS)	Planejar e programar a operação e o despacho centralizado da geração; supervisionar e coordenar os centros de operação de sistemas elétricos, a operação do SIN e das interligações internacionais; contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica; assessorar a política de expansão dos sistemas de transmissão de energia e de operação do SIN.

Fonte: Elaborado a partir de informações obtidas junto aos portais eletrônicos dos respectivos órgãos governamentais.

Cabe destacar, ainda, o papel da Eletrobras – empresa de economia mista e de capital aberto, com controle acionário do Governo Federal, o qual detém 52% das ações ordinárias. Na condição de *holding*, a Eletrobras controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio de seis subsidiárias: Eletrobras Chesf, Eletrobras Furnas, Eletrobras Eletrosul, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras CGTEE e Eletrobras Eletronuclear. Além de principal acionista dessas empresas, a Eletrobras, em nome do governo brasileiro, detém metade do capital da Itaipu Binacional. Controla, ainda, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel) e a Eletrobras Participações S.A. (Eletrobras Eletropar), além de atuar na área de distribuição de energia por meio de diversas subsidiárias.

3.1.2.2 Agentes Econômicos Setoriais

Constituem-se agentes econômicos, os consumidores de energia elétrica e os agentes titulares de concessão, permissão ou autorização para explorar atividades de geração, transmissão, distribuição ou comercialização. Economicamente, a indústria de eletricidade é compreendida por três atividades principais, a saber: a) geração, consistindo na produção de energia elétrica a partir de centrais hidrelétricas e termelétricas, entre outras formas de aproveitamento; b) transmissão, responsável pelo transporte de energia elétrica das centrais de produção até os centros de consumo; c) e a distribuição de energia elétrica, encarregada pela garantia da oferta de eletricidade ao consumidor final. Há de se considerar, ainda, as atividades de comercialização e de consumo. A comercialização não envolve aspectos físicos; reserva-se a um fenômeno contratual objetivado em negociar o lastro de empreendimentos de geração. Por sua vez, apesar dos consumidores de energia elétrica não desempenharem regularmente atividade econômica no âmbito do setor elétrico, são diretamente afetados pelas atividades econômicas. O consumo é mediado por aspectos físicos e contratuais.

Conforme destacado por Tolmasquim (2011), um dos fatores de maior importância e diferenciação entre as atividades da indústria de eletricidade diz respeito à competitividade do setor. Observa-se, neste sentido, que os agentes de transmissão e distribuição atuam em mercados que a competição reduz a eficiência econômica – motivo pelo qual são denominados “*monopólios naturais*” de interesse social, sensíveis a uma série de regulações de ordem pública (inclusive tarifação, imposta pela Aneel).

De forma contrária, os segmentos de geração e comercialização são regidos, majoritariamente, pela competitividade, sendo bastante pontual a regulação do Estado, sobretudo na composição de preços.

3.2 ESTRUTURA DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

3.2.1 Sistema de Geração

De acordo com Tolmasquim (2011), a atividade de geração (ou produção) de energia elétrica é permeada por três regimes jurídicos aplicáveis, quais sejam:

- a) Regime de serviço público: aplica-se às concessões e aos demais atos de outorga do Poder Concedente;
- b) Regime de autoprodução: entende-se por autoprodutor a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica de modo a suprir exclusivamente a sua demanda (consumo próprio), atual ou projetada;
- c) Regime de produção independente: o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) constitui-se na pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Submetem-se ao regime de “*serviço público*”, mediante licitação, as concessões de aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1 MW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5 MW, destinados à prestação de serviço público. Para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 10 MW, demanda-se a obtenção de concessão de “*uso de bem público*”, precedida de licitação. O prazo de concessão deverá levar em conta a recuperação dos investimentos; contudo, limita-se a um período não superior a 35 anos. Empreendimentos termelétricos com potência maior que 5 MW ou aproveitamentos hidráulicos com potência entre 1 e 10 MW dependem de respectiva autorização do Poder Público. Empreendimentos de menor porte (aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior ou igual a 1 MW e termelétricos com potência menor ou igual a 5 MW) reservam-se à simples comunicação à Aneel, para fins de registro.

De modo geral, os geradores de energia elétrica não detêm autonomia para proceder em relação à produção. Compete, nesse sentido, ao Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS) determinar, no *despacho de geração*²⁵, quanto cada usina deverá produzir no respectivo período, tendo como parâmetro as condições de suficiência e de economicidade no atendimento da demanda. Conforme observado por Tolmasquim (2011, p. 56),

“As regras de operação do sistema elétrico retiram de cada gerador, individualmente considerado, a decisão operativa. O gerador entrará em operação quando e se determinado pelo ONS, não importando os contratos que tenha firmado. Se o ONS optar por não despachar determinado gerador, ele deve permanecer à disposição do sistema”.

Se, por um lado, lhe é privada a autonomia na determinação de sua produção, o gerador fica, por outro, autorizado a comercializar a carga de energia produzida até o limite de sua garantia física, calculada com base em critérios técnicos. Por sua vez, as não conformidades entre as naturezas de ordem física e contratual são equacionadas posteriormente, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Conforme analisado por Tolmasquim (2011, p. 103), “enquanto a geração e o consumo são fenômenos físicos, a comercialização é um fenômeno contratual e contábil. A geração depende de decisão do ONS, expressa no despacho de geração, e o consumo reflete decisões do conjunto de consumidores”. Operacionalmente, o ONS aciona as usinas pela “ordem de mérito”, isto é, pela ordem de menor custo operacional. Portanto, usinas com custo variável mais elevado somente deverão ser acionadas para suprir a carga de energia eventualmente não atendida pelas usinas de menor custo variável. Ou seja, tais usinas são operadas de forma complementar, dimensionadas para garantir a confiabilidade e segurança do sistema, principalmente em horários de pico de consumo e diante de anomalias que venham a desestabilizar a capacidade produtiva do sistema (longos períodos de estiagem, por exemplo). Logo, usinas com menor Custo Variável Unitário (CVU) – quer dizer, menor custo de operação e manutenção – deverão apresentar taxas de utilização superiores às demais usinas (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

²⁵ Entende-se por despacho a definição de quais usinas deverão operar e quais deverão ficar à disposição do sistema (em caráter de reserva), de modo a manter, permanentemente, o volume de produção em quantidade compatível ao do consumo. O despacho da geração é realizado pelo ONS (ANEEL, 2008a).

Em vista do objeto de estudo delimitado nesta investigação, faz-se pertinente compreender, na estrutura deste novo arranjo institucional, características de funcionamento do setor elétrico que exercem importantes influências à atividade de geração, tais como os setores de transmissão e comercialização de energia elétrica. A transmissão de energia elétrica é viabilizada através do Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema de longo alcance projetado para garantir flexibilidade e segurança no fornecimento de eletricidade. Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebrar contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres. Trata-se, contudo, de um mercado regido por leis de oferta e demanda, com regras predeterminadas, conforme será demonstrado a seguir.

3.2.2 Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil encontra-se estruturado em dois segmentos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo a quase totalidade do território nacional, e os Sistemas Isolados, instalados principalmente na região Norte do país.

Conforme apontado pela Aneel (2008a), os Sistemas Isolados são abastecidos predominantemente por usinas térmicas movidas a óleo diesel e óleo combustível, embora também abriguem Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e termelétricas movidas a biomassa. Localizados principalmente na região Norte do país, esses sistemas têm como objetivo proporcionar o suprimento de energia elétrica para as regiões não atendidas pelo SIN. Em geral, são regiões geograficamente distantes, com relevo acidentado ou de difícil acesso (comunidades afastadas, ilhas e vilarejos) que, em geral, necessitam de soluções energéticas específicas, projetadas para atender as demandas e condicionantes locais²⁶. Conforme

²⁶ Uma característica desses sistemas merece destaque. De caráter predominantemente térmico, os Sistemas Isolados apresentam custos de geração significativamente superiores ao SIN. Além disso, as dificuldades de logística e de abastecimento dessas localidades exercem pressão sobre o frete dos combustíveis (com destaque para o óleo diesel), o que tende a encarecer ainda mais a atividade. Visando assegurar à população atendida por esses sistemas os mesmos benefícios usufruídos pelos consumidores do SIN (ou seja, equivalência no preço relativo ao kWh repassado ao consumidor), o Governo Federal criou a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), a qual se constitui num

sugere a própria designação, os sistemas “isolados” funcionam de forma independente e não interligada ao SIN – não permitindo, assim, o intercâmbio de energia elétrica com outras regiões do país, em função das peculiaridades geográficas da região em que estão instalados. Dados da EPE (2013), referentes ao ano de 2012, atribuem aos sistemas isolados uma participação no atendimento de 1,8% da população brasileira (cerca de 1,34 milhão de consumidores) mediante o fornecimento de 7.823 GWh, o que corresponde a 1,7% do volume total de energia elétrica produzida no país.

Por sua vez, o SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2012, este sistema dispunha de 106.444 mil quilômetros de linhas de transmissão, abrigando 98,3% de todo o potencial produtivo de energia elétrica instalado no país – incluindo as centrais de geração internas ou de importações, principalmente do Paraguai por conta do controle compartilhado da Usina Hidrelétrica de Itaipu (EPE, 2013). A implantação e operação das redes de transmissão que liga as centrais geradoras de energia elétrica às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores (tecnicamente denominados de centros de carga) são de responsabilidade das empresas concessionárias. Essas empresas obtêm as concessões de transmissão em leilões públicos de energia promovidos pela Aneel, com validade fixada em 30 anos – prorrogáveis por igual período (ANEEL, 2008a).

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é concebido, pela Aneel (2005), como um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Observa-se, neste sentido, que os sistemas de geração e transmissão constituem-se em estruturas associadas. Tanto é verdade, que tal configuração do SIN foi projetada de modo a atender as especificidades do sistema de geração hidrelétrica²⁷ – sendo complementar

encargo setorial que subsidia a compra do óleo diesel e óleo combustível usado nas termelétricas que atendem às áreas isoladas. Essa conta se aplica a todos os consumidores de energia elétrica do país – o que significa dizer, em outras palavras, que os custos operacionais excedentes dos sistemas isolados são diluídos e rateados, na forma de encargo específico, entre todas as unidades consumidoras de energia elétrica, tanto abastecidas pelo SIN como pelos sistemas isolados (ANEEL, 2008).

²⁷ De acordo com Conant & Gold (1981), no decorrer dos anos 1980, a produção de energia elétrica no mundo passou a ser provida, fundamentalmente, pelo aproveitamento do potencial hidroelétrico e a partir da geração termoeletrônica, movida a base de carvão mineral e petróleo. Essa medida levou ao esgotamento dos potenciais hidráulicos em boa parte dos países, com exceção do Brasil, para o qual as estimativas de aproveitamento desta fonte primária mostravam-se subestimadas a cada processo de inventariação (principalmente em relação ao potencial hidráulico contido na Bacia Amazônica). Diante desta perspectiva promissora, o governo brasileiro elegeu a hidroeletricidade como fonte principal de energia para suprimento das demandas de eletricidade, entendendo ser esta, um fator geográfico estratégico na geopolítica energética nacional. Como medida necessária à viabilização do setor, estruturou um sistema de linhas de transmissão de energia de longo alcance (sistemas de alta-tensão), visando superar a relativa distância entre a localização geográfica dos parques hidrelétricos e os centros de consumo.

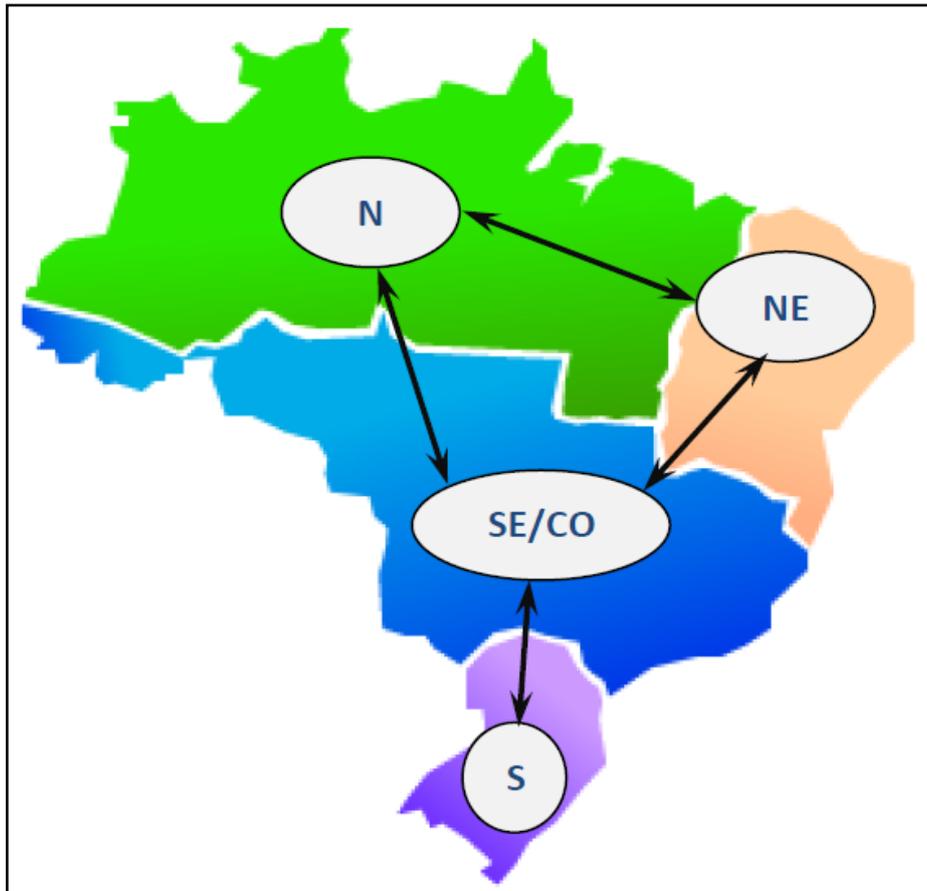
a geração termelétrica. Por natureza, a hidroeletricidade constitui-se numa atividade condicionada a fatores físicos específicos, sendo a localização geográfica do empreendimento determinante para garantir o melhor aproveitamento de afluentes e desníveis dos rios. Em geral, os grandes aproveitamentos hidrelétricos encontram-se situados em regiões geográficas distantes dos centros consumidores, o que demanda a implantação de extensas redes de transmissão para transportar a energia gerada.

Ademais, o território brasileiro é vasto e regulado, regionalmente, por regimes climáticos e hidrológicos muito heterogêneos, com índices de pluviosidade particularmente variáveis ao longo do ano. Desta forma, pode conjugar, simultaneamente, períodos de estiagem em determinada região e alta pluviosidade em outra. Essa característica afeta diretamente o sistema de geração hidrelétrica, podendo alternar entre ciclos regionais de excedente produtivo e de escassez no fornecimento de energia elétrica ao longo do ano. A interligação do sistema viabiliza, nesse contexto, a troca de energia entre as diferentes regiões do país, de modo a compensar situações regionais de escassez de energia em função de regimes de estiagem e, com isso, obter o melhor aproveitamento da diversidade de regimes hídricos nas diferentes bacias hidrográficas do país.

De acordo com Pinto (2013), o SIN é composto por diversas regiões (os chamados *submercados*) interconectadas entre si, de modo a possibilitar o intercâmbio de energia entre as mesmas. Na Figura 11, apresenta-se a divisão dos submercados e suas respectivas conexões. Como se pode observar, a região Sudeste (SE/CO) abarca muito mais que a área geográfica do Sudeste brasileiro, abrigoando parte da Região Amazônica e parte do Sul do país. Na verdade, o modelo incorpora, ainda, a usina de Itaipu.

Conforme apontado pela Aneel (2005), a operação centralizada do SIN fundamenta-se no conceito de interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão para atender as demandas do mercado. A interdependência operativa é promovida pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, mediante a construção e operação sequencial de usinas e reservatórios localizados em várias bacias hidrográficas. Desta forma, a operação de uma determinada usina depende das vazões liberadas por empreendimentos hidrelétricos instalados a montante desta, ao mesmo tempo em que a sua operação afeta, de forma análoga, o funcionamento das demais usinas localizadas a jusante do seu reservatório.

Figura 11: Submercados brasileiros de eletricidade



Fonte: Pinto (2013, p. 7).

Por si só, os sistemas hidroelétricos não oferecem segurança de abastecimento, uma vez tratando-se de empreendimentos condicionados a fatores climáticos e ciclos hidrológicos. Essa instabilidade do sistema hidrelétrico, tornando vulnerável a segurança no fornecimento, é devidamente equacionada pela operação sazonal (e complementar) do sistema termelétrico – constituindo o chamado sistema “hidrotérmico” caracterizado pela Aneel (2005). Diante de tamanha complexidade, a operação do SIN (sistema que engloba concessionárias geradoras e transmissoras de energia), é coordenada e controlada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sob a fiscalização e regulação da Aneel. Cabe, nesse sentido, ao ONS gerenciar a transação de energia no SIN e proceder em relação à permuta de energia elétrica entre as regiões, bem como operar os sistemas hidrelétrico e termelétrico em regime de complementaridade.

De acordo com a Aneel (2005), a utilização dos recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados permite reduzir os custos operativos, minimizar a produção térmica e reduzir o consumo de combustíveis, sempre que houver *superavits*

hidrelétricos em outros pontos do sistema. Em períodos em que se têm condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas são acionadas de modo a garantir o suprimento de eletricidade do mercado como um todo. Por sua vez, para que possam exercer tal finalidade de complementação no suprimento de energia elétrica, as usinas térmicas devem operar, obrigatoriamente, de modo integrado e interconectado ao SIN.

Outra característica inerente ao SIN diz respeito ao processo permanente de expansão, o que permite tanto a conexão de novos empreendimentos hidrelétricos quanto a integração de novas regiões. A tendência é que, ao longo do tempo, os Sistemas Isolados sejam gradualmente integrados ao SIN, ampliando a possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões. Este movimento contribuirá, também, para a redução dos custos da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e será proporcionado pela concessão, construção e operação de novas linhas de transmissão. Deve-se acrescentar, também, que a expansão do sistema interligado abre novas frentes e oportunidades de exploração de potenciais de geração de energia elétrica, à medida que facilita e viabiliza a comercialização da energia produzida (ANEEL, 2008a).

3.2.3 Sistema de Comercialização

Desde a década de 1990, o SEB tem passado por importantes alterações de cunho estrutural e institucional, migrando de uma configuração centrada no monopólio estatal como provedor dos serviços, e único investidor, para um modelo de mercado, com a participação de múltiplos agentes e investimentos partilhados com o capital privado. Esta reestruturação foi estabelecida no bojo da reforma do papel do Estado, possibilitada, por sua vez, pela disposição constitucional de 1988. A nova configuração possibilitou a privatização de ativos de serviços de energia elétrica²⁸, até então mantidos sob o controle federal e estadual (ANEEL, 2005).

Para Tolmasquim (2011), dentre os objetivos estabelecidos pelo Novo Modelo Institucional do SEB, dois são, por natureza, conflitantes, a saber: modicidade tarifária e segurança no suprimento. Para tanto, o equilíbrio estabelecido entre estas variáveis dá-se por meio da segmentação do mercado da demanda e do mercado da oferta. Visando

²⁸ Conforme estabelece a Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização (PND) a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras) e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte) e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A (Eletrosul) e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE).

garantir a expansão da oferta, o governo instituiu, por um lado, a contratação obrigatória, antecipada e integral da demanda projetada pelos distribuidores. Por outro, segmentou o mercado da demanda em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), participam exclusivamente geradoras e distribuidoras, enquanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) podem participar agentes geradores e comercializadores, importadores e exportadores e consumidores livres. De acordo com a Aneel (2008a), para solucionar possíveis impasses e equacionar interesses essencialmente antagônicos, criou-se a Aneel como agência reguladora intitulada em garantir, por meio de regulamentação e fiscalização, a operação de todos os agentes em um ambiente de equilíbrio que permita, às concessionárias, a obtenção de resultados sólidos ao longo do tempo e, ao consumidor, a modicidade tarifária.

Os agentes comercializadores de energia elétrica constituem-se em pessoas jurídicas não proprietárias de sistemas elétricos e que, sob autorização da Aneel, atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia para empresas concessionárias, autorizadas ou consumidores livres. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) participam, na parte compradora, apenas as distribuidoras, para as quais essa passou a ser a única forma de contratar grandes volumes de energia para suprimento de longo prazo. As vendedoras de energia elétrica são as concessionárias de geração. O início da entrega é previsto para ocorrer em períodos de um, três ou cinco anos após a data de realização do leilão (denominados, respectivamente, de A-1, A-3 e A-5). De acordo com Tolmasquim (2011), o Novo Modelo do SEB criou mecanismos para estimular a expansão da geração e, ao mesmo tempo, concretizar o princípio da modicidade tarifária. Para o autor, a criação de dois ambientes de contratação (ACR e ACL) não somente imprimiu maior transparência à atuação das distribuidoras, como instituiu, também, a obrigatoriedade de licitação pela menor tarifa. Nota-se, portanto, que a segmentação comercial dá-se apenas pelo lado dos compradores de energia elétrica, pois os geradores, comercializadores e importadores podem vender energia em ambos os ambientes.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os agentes geradores, produtores independentes, autoprodutores, comercializadores e importadores de energia negociam com *consumidores livres*²⁹ a contratação de energia elétrica por meio de contratos

²⁹ No âmbito da Aneel, entende-se por consumidor de energia elétrica qualquer pessoa física ou jurídica que solicite à concessionária o fornecimento de eletricidade e assuma a responsabilidade pelo pagamento das faturas e demais obrigações fixadas pela Aneel. Hoje o mercado se divide entre

bilaterais livremente negociados (denominados Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre – CCEAL) entre as partes envolvidas, nos quais serão celebradas as cláusulas contratuais como volume de suprimento, preço, prazo e condições de entrega. Da parte vendedora, participam os geradores enquadrados como Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE). A parte compradora é constituída por consumidores com demanda superior a 0,5 MW que adquirem eletricidade para uso próprio. Geralmente, as transações são intermediadas via empresas comercializadoras, responsáveis por facilitar a negociação entre as partes contratantes e garantir liquidez a esse mercado – não havendo, contudo, a intervenção direta da Aneel ou da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) na negociação (ANEEL, 2008a).

Enquanto no ACL a comercialização de energia elétrica é realizada mediante negociação direta entre compradores e vendedores, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) tem-se a obrigatoriedade de instaurar o procedimento licitatório³⁰ como meio de viabilizar o processo de comercialização de energia. A contratação de energia no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados – denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (agentes de geração, de comercialização ou de importação, desde que habilitados para o exercício desta finalidade) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Promovidos pela Aneel e operacionalizados no âmbito da CCEE, estes leilões de compra e venda de eletricidade possibilitam às distribuidoras a aquisição da energia necessária para atender a demanda integral de seu mercado (ou seja, os consumidores

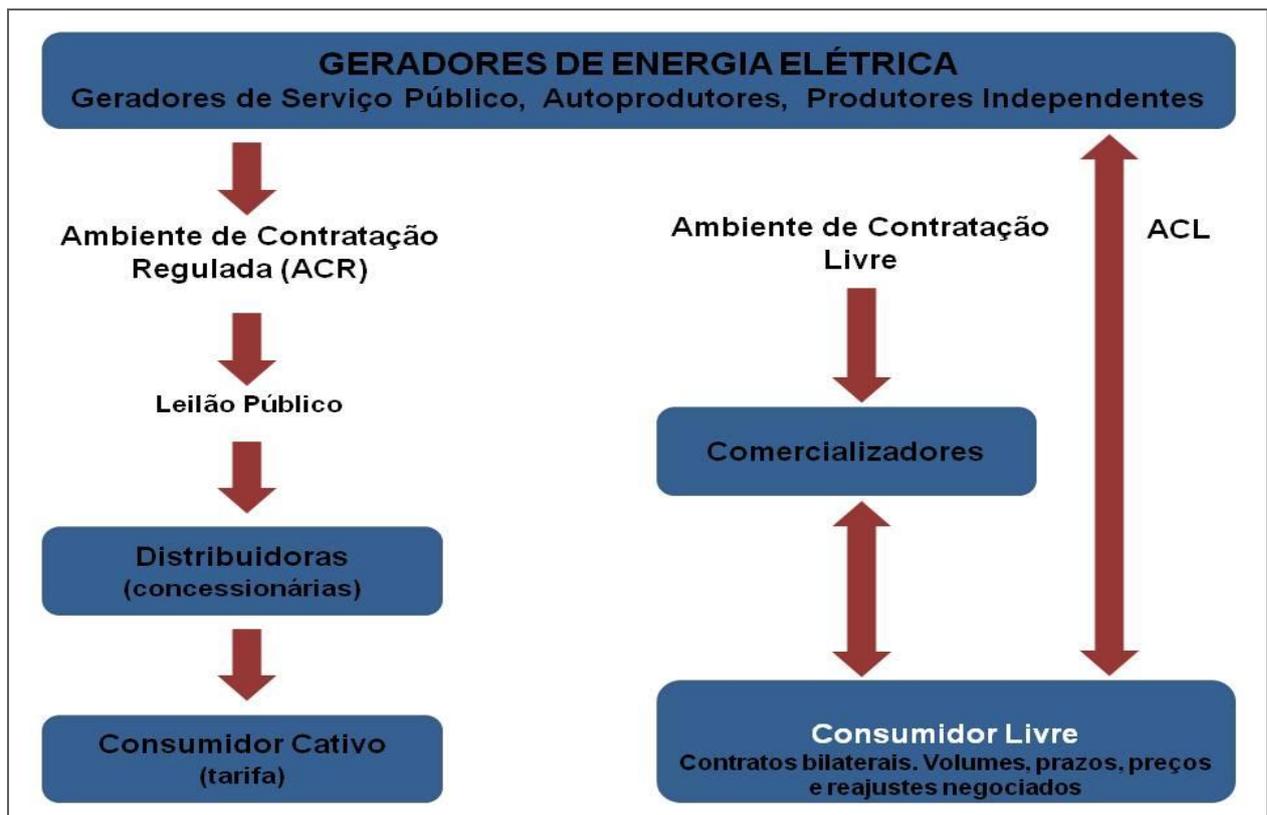
consumidores livres (com direito a escolher seu fornecedor) e consumidores cativos. Vinculados à concessionária responsável pelo atendimento de energia elétrica na sua localidade (endereço), os consumidores cativos firmam contratos de adesão, no ACR, respeitando normas e condições preestabelecidas. Consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, ou seja, aquele consumidor com livre opção de escolha para negociar, no ACL, a compra de energia diretamente com o fornecedor que julgar conveniente, por sua conta e risco, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 e disposições previstas pelo Decreto n.º 5.163, de 30 julho de 2004, o qual regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, entre outras providências. Enquadram-se nesta categoria, fábricas, shoppings, indústrias, entre outros consumidores que detêm a possibilidade de escolher de quem desejam comprar energia. A Resolução 456/2000 da Aneel, chamada também de Revisão das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, estabelece todas as condições de fornecimento de energia, fundindo várias portarias e normas que tratavam do assunto e tornando as regras mais afinadas com avanços tecnológicos que aconteceram no setor elétrico desde que iniciado o processo de desregulamentação, em 1995. Documento eletrônico, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=19>. Acesso em 17 de dezembro de 2013.

³⁰ Exceto para aquisição de energia proveniente de geração distribuída, nos termos do Decreto n.º 5.163, de 2004 (art. 14). Entende-se por geração distribuída a produção de energia elétrica junto ou nas proximidades do centro de carga (centro de consumo final), proveniente de qualquer fonte não despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

cativos). A contratação de energia no âmbito do ACR é realizada de forma compulsória e conjunta em leilões de menor tarifa³¹, sendo este o critério utilizado para definir os vencedores do certame e garantir a eficiência no processo de contratação. Por sua vez, o MME estabelece a data dos leilões e fixa o preço-teto (cotado em R\$/MWh) referente à fonte de energia a ser contratada (térmica, hídrica, energias alternativas), ao passo em que torna público o respectivo edital licitatório destinado à contratação de energia elétrica. São declarados vencedores dos certames (e, portanto, contratados), os agentes vendedores que oferecerem os maiores descontos em relação ao preço-teto fixado em edital; ou seja, que venderem a energia mais barata para as distribuidoras (TOLMASQUIM, 2011).

Na Figura 12 apresenta-se, esquematicamente, a dinâmica de atuação dos agentes de geração de eletricidade nos distintos ambientes de contratação de energia.

Figura 12: Ambientes de atuação dos agentes geradores de energia elétrica



Fonte: Golgo Advogados, (documento eletrônico)³².

³¹ São consideradas exceções a esta regra: a) a Itaipu, cuja energia é comercializada pela Eletrobras junto aos distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul; b) a geração distribuída; c) o Proinfa; d) e, a energia proveniente de Angra I e Angra II.

³² Gestão de energia no Ambiente de Contratação Livre. Golgo Advogados. Documento eletrônico, disponível em: <<http://www.golgo.com.br/PDFs/Tutorialenergia-resumido.pdf>>. Acesso em 08 de março de 2014.

Ainda, no que concerne ao ACR, outra característica deve ser observada. Ao participar de leilões neste ambiente, os agentes geradores concorrem, em relação à natureza dos empreendimentos, em diversas modalidades, a saber:

- a) *Leilões de Energia Existente (LEE)*: denomina-se existente a produção de energia das usinas que encontram-se em plena operação, cujos volumes contratados serão entregues em curto prazo de tempo (leilões de A-1) (ANEEL, 2008a);
- b) *Leilões de Energia Nova (LEN)*: empreendimentos cujas concessões estejam em processo de leilão e usinas já outorgadas pela Aneel (contudo, ainda em fase de planejamento ou construção) compunham a modalidade caracterizada como energia nova. Neste caso, o prazo de entrega é estipulado, geralmente, em três ou cinco anos (leilões de A-3 e A-5). Essa segmentação permite preservar a modicidade tarifária, pois impede que a energia de usinas existentes (com investimentos já amortizados) seja vendida pelo preço de energia nova – conseqüentemente, mais cara, diante da necessidade de garantir a recuperação do capital investido na implantação do empreendimento (TOLMASQUIM, 2011);
- c) *Leilões de energia de ajuste (LAJ)*: a contratação de energia de ajuste tem por objetivo complementar o volume de energia demandado pelas distribuidoras para garantir o atendimento do mercado, visto que as compras de longo prazo são realizadas com base em projeções – podendo haver distorções entre a demanda real e a projetada. Contudo, o volume adquirido não poderá exceder 1% da quantidade total da carga distribuída (ANEEL, 2008a);
- d) *Leilões de Energia de Reserva (LER)*: a contratação de energia de reserva tem por objetivo aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, reduzindo os riscos de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade. Tais riscos decorrem, principalmente, de atrasos na construção de obras, longos períodos de estiagem, indisponibilidade de produção de usinas geradoras, entre outros fatores (ANEEL, 2008a);
- e) *Leilão de Projetos Estruturantes (LPE)*: denominam-se projetos estruturantes os empreendimentos classificados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) como de caráter estratégico e de relevante interesse público, considerados essenciais para assegurar a otimização do binômio

modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica em vista do planejamento de curto, médio e longo prazos. São empreendimentos de grande porte, eminentemente hidráulicos, como as usinas hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, Belo Monte, no rio Xingu, entre outras (ANEEL, 2008a);

- f) *Leilão de Fontes Alternativas (LFA)*: têm por objetivo atender ao crescimento de mercado no ACR (assim como o LEN e o LPE) e incentivar a diversificação da matriz elétrica brasileira com a ampliação da participação das fontes renováveis de energia (TOLMASQUIM, 2011).

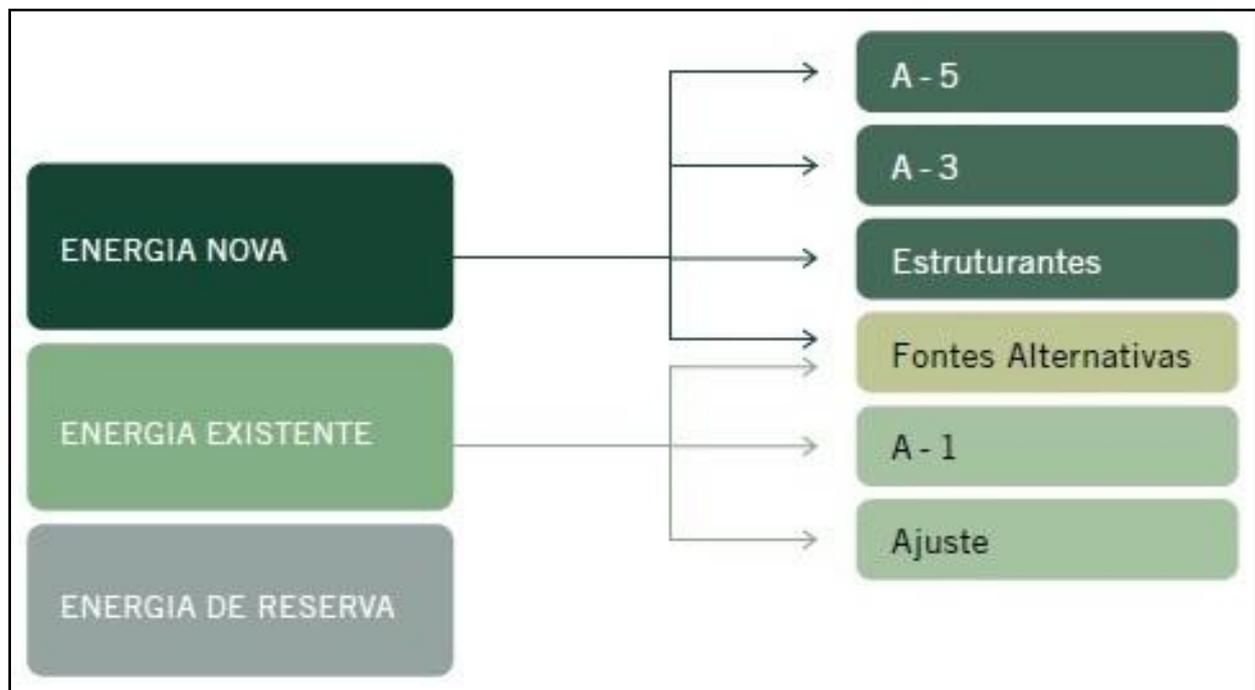
Conforme apontado por Tolmasquim (2011), além da distinção conceitual dos empreendimentos em modalidades para a venda de energia em leilões no ACR, o Novo Modelo instituiu uma abordagem temporal que leva em consideração os horizontes de contratação de energia pelos distribuidores. Nessa perspectiva, foram estabelecidos três horizontes de contratação de energia: leilões A-1, A-3 e A-5, no qual “A” representa o ano de referência em relação ao início da entrega (suprimento) da energia contratada. Como visto, esses leilões constituem-se em processos licitatórios para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos diversos, conforme características³³ apresentadas a seguir:

- a) Leilões A-1: contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, realizado com 1 (um) ano de antecedência em relação ao início do suprimento;
- b) Leilões A-3: contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizado com 3 (três) anos de antecedência em relação ao início do suprimento. Esse leilão foi criado para viabilizar empreendimentos de médio prazo de maturação (a exemplo dos empreendimentos termelétricos);
- c) Leilões A-5: realizados com 5 (cinco) anos de antecedência em relação ao início do suprimento, esses leilões destinam-se à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração. Têm por objetivo viabilizar empreendimentos de longa maturação, como, por exemplo, os empreendimentos hidrelétricos.

³³ MME: leilões de energia elétrica – ambientes de contratação. Documento eletrônico, disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html>. Acesso em 17 de dezembro de 2013.

De acordo com Tolmasquim (2011), estes horizontes permitem aos distribuidores gerenciarem as incertezas associadas à evolução da demanda no ACR, uma vez que levam em consideração os custos e prazos de maturação das tecnologias de geração e as projeções de demanda com cinco anos de antecedência, ou seja, buscam equilibrar custos de expansão e riscos de déficit de energia. Conforme observado pelo autor, em caso de déficits contratuais (lastro contratual inferior à carga) remanescentes, os distribuidores podem adquirir, individualmente, energia elétrica de fontes distribuídas em sua área de concessão. Por sua vez, a contratação de energia elétrica em leilões de ACR segue a estrutura apresentada na Figura 13, a seguir.

Figura 13: Tipos de Leilões de Contratação de Energia Elétrica



Fonte: Instituto Acende Brasil (2012, p. 3).

De acordo com o Instituto Acende Brasil (2012), a expansão do parque gerador de energia elétrica é promovida por meio dos Leilões de Energia Nova (LEN), ou seja, leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração. Neste tipo de leilão os empreendedores concorrem para a instalação e operação de usinas de geração para atender ao crescimento da demanda prevista. Ao fim de cada leilão são então firmados os chamados CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado). Os LEN antecedem, em vários anos, a data do início do suprimento de energia de forma a permitir que os empreendedores concorram na fase de projeto, isto é, antes de se iniciar a construção da usina. Pode-se dizer que

esses leilões promovem uma concorrência pelo mercado futuro de energia, assumidos aí os riscos inerentes ao desempenho do mercado e a priorização dos despachos pela operação centralizada que não dependerá dos empreendedores, mas é controlada pelo ONS. Conforme ilustrado na Figura 13, há três modalidades de LEN: a) Leilões A-5; b) Leilões A-3; c) Leilões de Projetos Estruturantes. Os montantes a serem contratados nos LEN são definidos com base na projeção da demanda das distribuidoras nas suas respectivas áreas de concessão. O horizonte dos contratos de compra de energia varia de 15 a 30 anos, por sua vez equivalente ao prazo do contrato de concessão ou autorização da usina. Os preços definidos no leilão são corrigidos anualmente pela inflação (IPCA) e, no caso de termelétricas, também se prevê uma correção para o custo de combustível, baseado em índices de preços internacionais específicos.

Por sua vez, os Leilões de Fontes Alternativas (LFA) foram criados em substituição ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado em 2002. Visam promover a contratação de energia exclusivamente de empreendimentos voltados à utilização de três fontes energéticas: biomassa, energia eólica e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Os LFA podem ocorrer com antecedência de um a cinco anos, podendo ser empregados para a contratação de energia proveniente de empreendimentos novos ou para a recontração de usinas existentes, desde que sejam provenientes de fontes alternativas de energia (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). O Proinfa será abordado, de forma particular, no tópico 3.3.2.

Conforme demonstrado pelo Instituto Acende Brasil (2012), a sistemática empregada nos LEN consiste em duas fases, cada qual composta de duas etapas. Inicialmente, na primeira fase do leilão, empreendedores disputam entre si o direito de participar da segunda fase com usinas hidrelétricas (com potência superior a 50 MW) cadastradas e inventariadas pela EPE³⁴. Na segunda fase, os empreendedores – cada qual com seu próprio empreendimento – competem entre si por contratos de comercialização de energia de longo prazo. Além das usinas hidrelétricas obtidas inicialmente, participam da segunda fase outros projetos de geração cadastrados e habilitados pela EPE (por iniciativa própria de empreendedores), tais como PCHs e CGHs, termelétricas e parques eólicos. Resumidamente, a participação dos geradores

³⁴ Para balizar os seus lances no leilão, os proponentes interessados em construir e operar esses empreendimentos hidrelétricos podem analisar previamente os Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica, Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e correspondente Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), e a Licença Prévia Ambiental, obtidas de antemão junto à EPE.

dá-se a partir de duas possibilidades: a) concorrendo entre si para obter a concessão de um empreendimento leiloado pela Aneel; ou, b) concorrendo entre si, cada um com sua carta de empreendimentos autorizados pela Aneel e habilitados pela EPE³⁵.

Ademais, em relação à dinâmica de planejamento e organização dos leilões de energia, outro fator merece destaque: cabe ao Governo Federal, através do MME, decidir sobre quais serão as fontes primárias de energia a serem priorizadas em cada Rodada de Negociações. Até abril de 2013, foram realizadas 19 Rodadas de Negociações, sendo 13 leilões de contratação de energia nova (LEN), 02 leilões de contratação de fontes alternativas (LFA) e 04 leilões de contratação de energia de reserva (LER). O montante de energia elétrica contratada, por tipo de fonte, nos leilões de energia será apresentado e debatido no tópico 3.3.4.

3.2.4 Sistema de Distribuição

A distribuição constitui-se como última etapa da cadeia de suprimento do setor elétrico, tendo como objetivo levar a energia entregue pelo sistema de transmissão até os usuários finais (residências, comércios e indústrias). Representa, nesse sentido, o elo entre o setor elétrico e a sociedade em geral. As concessionárias de serviço público de distribuição são remuneradas por meio de tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso do sistema de distribuição. No que diz respeito à tarifa de fornecimento, observando a modicidade tarifária, o repasse às tarifas para o consumidor final é estabelecido com base nos preços e quantidades de energia elétrica, acrescido de encargos e tributos. Na perspectiva do Novo Modelo, a contratação de energia por parte das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição no SIN passou a ser uma atividade regulada, cuja contratação se dá exclusivamente mediante contratos no ACR. Além de proporcionar tarifas módicas aos consumidores “cativos”, essa medida visa promover a expansão competitiva da geração por meio de processo público, transparente e com igualdade de acesso aos interessados. As distribuidoras têm são obrigadas a garantir o atendimento integral (100%) de seu mercado mediante contratos registrados na CCEE. Por intermédio dos

³⁵ Todos os empreendimentos cadastrados para participar do leilão precisam obter habilitação técnica da EPE. A habilitação é condicionada à apresentação da Licença Prévia, concedida pelo órgão ambiental competente, e, no caso de hidrelétricas, da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica, concedida pela Agência Nacional de Águas (ANA).

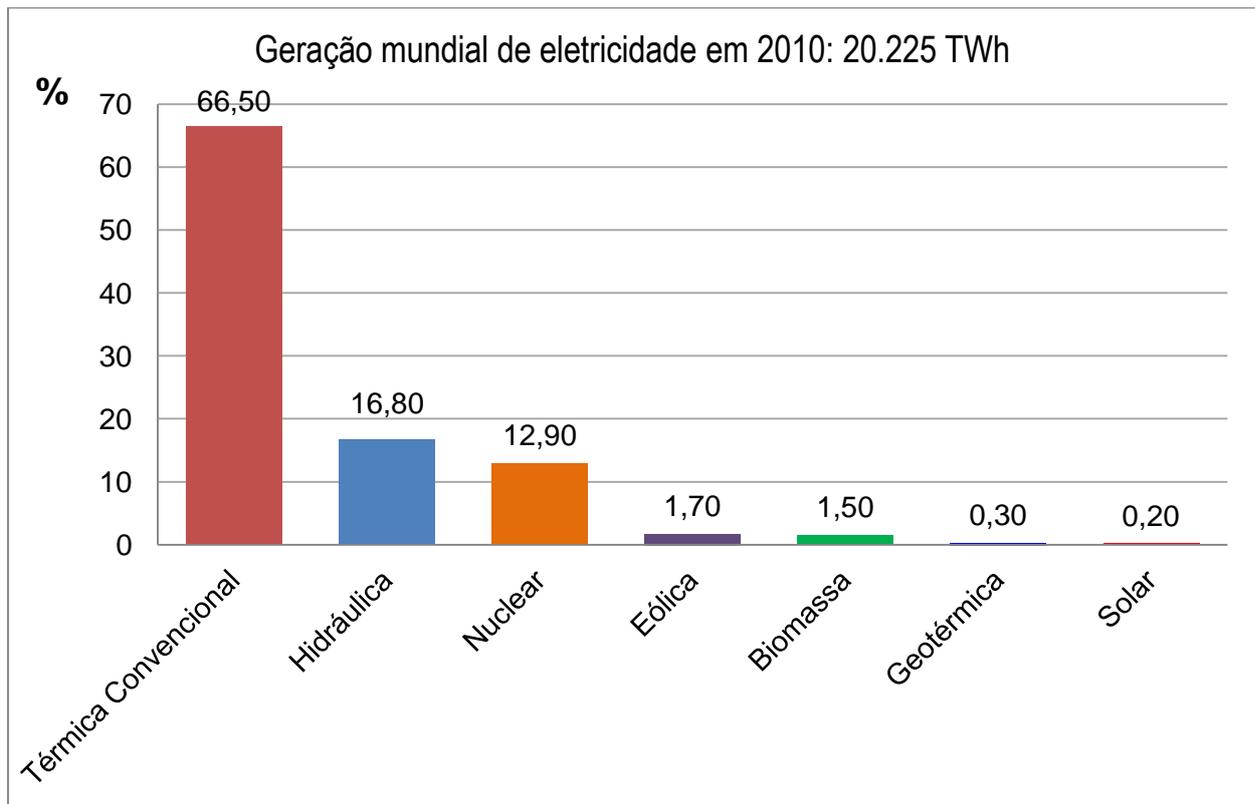
leilões de energia, as distribuidoras e as geradoras formalizam a compra de energia em Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), acompanhado do Contrato de Constituição de Garantias (CCG), por meio do qual as distribuidoras fornecem as garantias obrigatórias. Portanto, a realização de leilões para aquisição de energia pelas distribuidoras no ACR tem por objetivo propiciar a modicidade tarifária; assegurar o suprimento, diante da obrigatoriedade de efetuar a declaração de demanda; e estimular o processo de beneficiamento do agente distribuidor e o consumidor final, mediante a neutralidade no repasse de custos não gerenciáveis (TOLMASQUIM, 2011).

Apresentada a estrutura de funcionamento do SEB, parte-se, na sequência, para a abordagem em torno das influências induzidas pela conjuntura deste Novo Modelo ao mercado brasileiro de energias renováveis.

3.3 MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS: CONTEXTO INSTITUCIONAL E PLANEJAMENTO SETORIAL

3.3.1 Participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira

A matriz elétrica brasileira apresenta um perfil bastante diferenciado em relação à matriz elétrica mundial. Enquanto a primeira apresenta um perfil predominantemente renovável, com presença marcante da geração hidráulica, a segunda assenta-se, em grande parte, na geração térmica convencional. Dados da EPE (2013) demonstram que aproximadamente 80% dos 20.225 TWh de energia elétrica produzidos no mundo em 2010 são de natureza não renovável – essencialmente decorrentes da geração térmica convencional (66,5%) e das termonucleares (12,9%). O restante da produção decorre do aproveitamento de fontes renováveis de energia, majoritariamente de natureza hidrelétrica (16,8%), conforme percentuais apresentados na Figura 14. Esses dados chamam atenção para a inexpressiva participação das demais fontes renováveis de energia na composição da matriz elétrica mundial, as quais representarem menos de 4% do montante total gerado.

Figura 14: Geração mundial de eletricidade por tipo de fonte (2012)

Fonte: Adaptado de EPE (2013, p. 23).

No Brasil, a geração de energia elétrica é essencialmente consequência de aproveitamentos hidrelétricos. Dados fornecidos pela EPE permitem analisar a evolução da oferta de energia elétrica no período 2000-2012 (Tabela 5). Uma vez caracterizando-se no ano de reestruturação e consequente transição do antigo para o Novo Modelo do SEB (o qual viria a se consolidar no decorrer de 2004), utiliza-se o ano de 2003 como referência para a análise. A partir dos dados apresentados, observa-se que a expansão da oferta de energia elétrica no período 2003-2012 foi promovida fundamentalmente pela geração hidráulica, complementada, em menor escala, pela geração termoelétrica a base de gás natural e biomassa. Apesar de se apresentar de forma ainda tímida na matriz elétrica nacional, ressalta-se o destacado percentual de crescimento da fonte eólica no respectivo período (cerca de 730%). É possível observar, também, um significativo acréscimo na participação das fontes não renováveis de energia na matriz elétrica nacional. Em 2003, essas fontes representavam um percentual de 13% em relação à quantidade total de eletricidade produzida, saltando para 17,6% em 2012, o que significa um incremento superior a 50.000 GWh no período. Dentre as fontes não renováveis, a utilização de gás natural obteve destacado crescimento, registrando um aumento de aproximadamente 260% no período 2003-2012.

Tabela 5: Geração de energia elétrica no Brasil, por tipo de fonte, no período 2000-2012 (GWh)

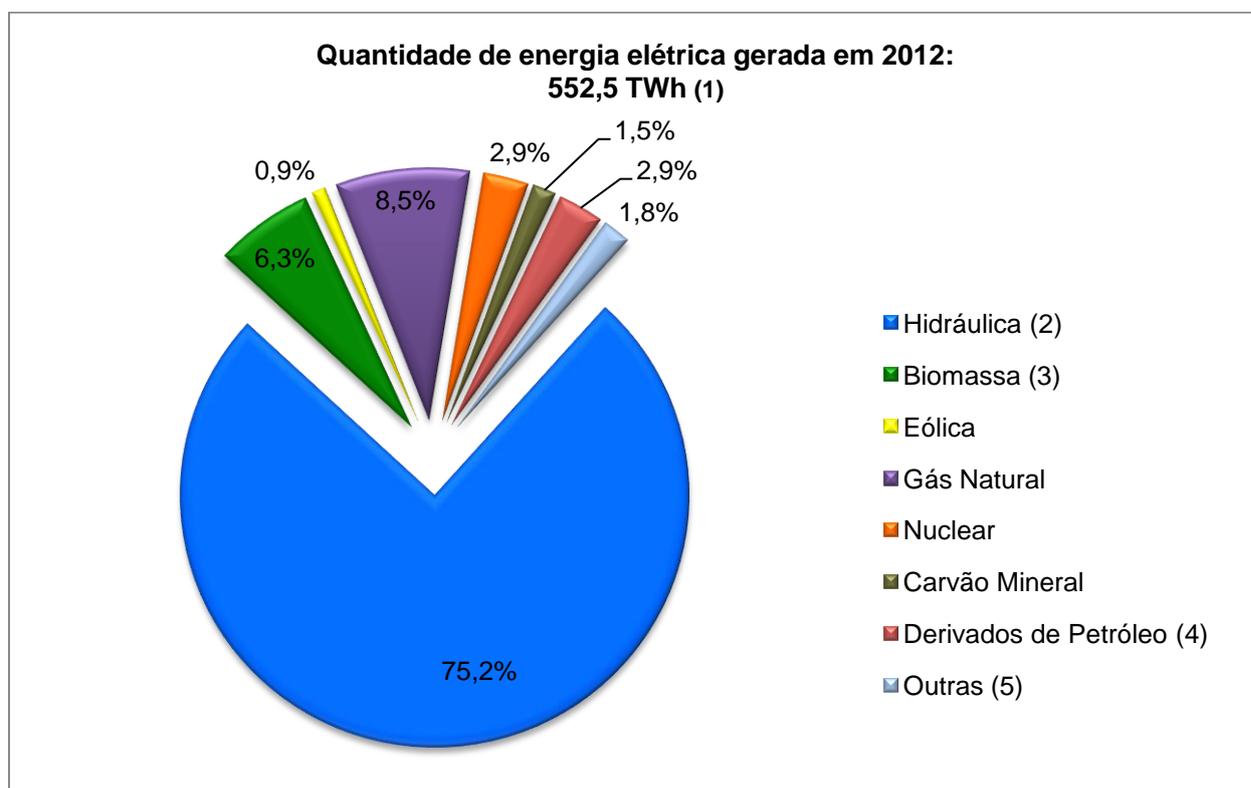
Geração por Fonte	2000(a)	2003(a)	2005(a)	2008(b)	2010(b)	2012(b)	ΔGWh (2003/12)	Δ% (2003/12)	Part. % (2003)	Part. % (2012)
<i>Total</i>	348.909	364.339	403.030	463.120	515.799	552.498	188.159	51,6	100	100
<i>Renováveis</i>	311.826	316.979	350.311	389.938	436.990	455.054	138.075	43,5	87,0	82,4
Hidráulica (i)	304.403	305.616	337.457	369.556	403.290	415.342	109.726	35,9	83,9	75,2
Biomassa (ii)	7.422	11.302	12.761	19.199	31.523	34.662	23.360	206,7	3,1	6,3
Eólica	01	61	93	1.183	2.177	5.050	4.989	728	0,0	0,9
<i>Não Renováveis</i>	37.082	47.360	52.720	73.181	78.808	97.444	50.084	105,8	13,0	17,6
Gás Natural	4.067	13.110	18.812	28.778	36.476	46.760	33.650	256,7	3,6	8,5
Derivados do Petróleo (iii)	13.585	9.375	10.611	15.628	16.065	16.214	6.839	72,9	2,6	2,9
Carvão	7.667	5.436	6.352	6.730	8.263	8.422	2.986	54,9	1,5	1,5
Nuclear	6.046	13.358	9.855	13.969	14.523	16.038	2.680	20,1	3,7	2,9
Outras (iv)	5.717	6.081	7.090	8.076	3.481	10.010	3.929	64,7	1,7	1,8

Nota: (a) Dados fornecidos pela EPE (2006), os quais incluem a geração produzida em centrais de serviço público e de autoprodutoras; (b) dados fornecidos pela EPE, 2013; (i) inclui autoprodução; (ii) biomassa: lenha, bagaço de cana e lixo; (iii) derivados do petróleo: óleo diesel e óleo combustível; (iv) outras: recuperações, gás de coqueria e outros secundários.

Fonte: Elaborado a partir de dados da EPE (2006; 2013).

De acordo com a EPE (2013), o quinquênio 2008-2012 foi marcado por um forte incremento no consumo final de energia elétrica. Enquanto o crescimento populacional cresceu a uma taxa média de 1,5% a.a., o consumo *per capita* apresentou crescimento médio de 4,7% a.a. no respectivo período. Em 2012, a oferta interna de eletricidade foi da ordem de 592,8 TWh (considerando as importações líquidas de energia), dos quais 552,5 TWh foram originados pelo parque de geração interna. As centrais de serviço público contribuíram com 85,9% da geração total, enquanto os autoprodutores foram responsáveis pelos 14,1% restantes. Na Figura 15, apresenta-se o perfil da matriz elétrica brasileira no ano de 2012, em vista da participação das fontes primárias de energia.

Figura 15: Geração de energia elétrica no Brasil por tipo de fonte (2012)



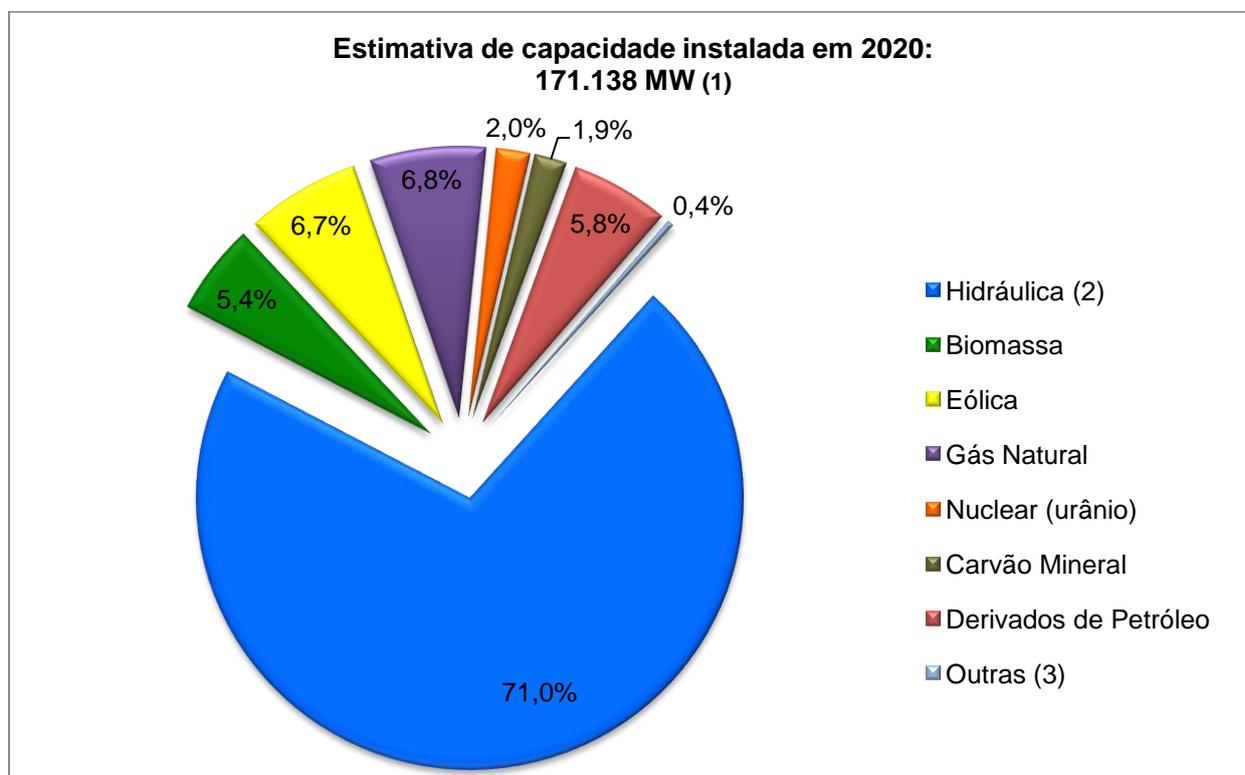
Nota: (1) Energia gerada pelo parque elétrico nacional, não incluindo importações; (2) inclui autoprodução; (3) biomassa: lenha, bagaço de cana e lixo; (4) derivados do petróleo: óleo diesel e óleo combustível; (5) outras: recuperações, gás de coqueria e outros secundários.

Fonte: EPE (2013, p. 63).

Conforme mencionado, a expansão da oferta de energia elétrica no período 2003-2012 foi promovida fundamentalmente pela geração hidráulica, complementada, em menor escala, pela geração termoeletrica a base de gás natural e biomassa. Ao analisar as tendências apontadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia

2020 (PDE 2020), parece ficar evidente ser esta a linha de planejamento vislumbrada pelo Governo Federal para promover a expansão da oferta de energia elétrica no país, prevendo pequenos ajustes na composição da matriz. Em linhas gerais, o desenho de matriz elétrica apresentado pelo PDE 2020 continua assentado nos mesmos moldes da matriz atual, a qual vislumbra a geração hidráulica como pilar estruturante do sistema de suprimento e projeta a ampliação gradativa da capacidade produtiva do sistema termelétrico, como medida complementar (incrementado pela fonte eólica), para dar sustentação e segurança ao sistema elétrico durante o período de baixa pluviosidade (período seco do ano) – ou diante de adversidades climáticas que resultem em longos períodos de estiagem. A expansão da geração termoelétrica será promovida, em boa parte, pelo incremento na utilização de derivados do petróleo (óleo diesel e óleo combustível), além de gás natural e biomassa. Seguindo as tendências de crescimento atual, a fonte eólica deverá ser expandida gradativamente nos próximos anos, contribuindo com parcela importante na matriz elétrica de 2020 (Figura 16).

Figura 16: Estimativa de capacidade instalada por fonte de geração em 2020 (%)



Nota: (1) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga; (2) inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio; (3) outras: gás de processo.

Fonte: Elaborado a partir de dados da EPE (2011, p. 74).

As projeções delineadas pela EPE para promover a expansão do sistema elétrico nacional até 2020 perpassam pelo incremento de fontes não renováveis de energia. Esse processo tende a elevar as cargas de emissões de GEE à atmosfera, seguindo um cenário que vem ocorrendo no Brasil nos últimos anos. Dados da EPE (2013) demonstram a evolução dos percentuais de emissões de GEE no quinquênio 2008-2012, pondo em evidência os efeitos decorrentes da substituição de energéticos renováveis por fontes não renováveis de energia (Tabela 6). Observa-se, neste sentido, o incremento nos percentuais de emissões de GEE decorrentes da geração termoelétrica convencional, especialmente provocados pela utilização de óleo diesel e gás natural. Merece destaque, também, a participação do carvão mineral, responsável por parcela significativa das emissões de gases poluentes à atmosfera.

Tabela 6: Emissões de GEE provenientes de geração elétrica do SIN (MtCO₂e)

	2008	2009	2010	2011	2012	$\Delta\%$ (2012/11)	Part. % (2012)
<i>Total</i>	19,98	9,98	19,98	14,89	28,52	91,6	100
Óleo Diesel	0,6	0,01	1,42	1,06	2,75	158,9	9,6
Óleo Combustível	1,27	0,3	0,19	1,61	2,39	48,5	8,4
Gás Natural	11,09	3,86	10,89	5,88	14,96	154,2	52,4
Carvão Mineral	7,02	5,81	6,68	6,34	8,43	33	29,5

Fonte: EPE (2013, p. 66).

Outro aspecto de relevância diz respeito à capacidade instalada do parque nacional de geração de energia elétrica. Em dezembro de 2011, o Brasil contava com uma capacidade instalada de aproximadamente 120.000 MW, distribuídos em mais de 2.600 empreendimentos de geração, conforme dados apresentados na Tabela 7. Apesar de haver certa proporcionalidade em número de usinas em funcionamento, observa-se a discrepância existente entre os potenciais de capacidade instalada dos diferentes empreendimentos de geração, realçando a importância e a presença da geração hidráulica (incluindo as CGHs, as PCHs e as UHEs) na composição da matriz elétrica brasileira como eixo estruturante do setor de produção.

Tabela 7: Capacidade instalada do parque de geração elétrica nacional (2011)

<i>Fonte</i>	<i>Número de usinas</i>	<i>Potência instalada (MW)</i>	<i>Estrutura %</i>	<i>Potência média por usina</i>
Renováveis	1.492	92.759	79,2	-
Hidrelétrica	991	82.458	70,4	83
Biomassa	425	8.875	7,6	21
Bagaço de cana	344	7.148	6,1	21
Outras (a)	81	1.727	1,5	21
Eólica	70	1.425	1,2	20
Solar	06	01	0,0	0
Não renováveis	1.116	24.375	20,8	-
Gás	140	13.213	11,3	94
Gás natural	102	11.424	9,8	112
Gás industrial	38	1.789	1,5	47
Petróleo	964	7.211	6,2	0,7
Nuclear	02	2.007	1,7	1.004
Carvão mineral	10	1.944	1,6	194
Total	2.608	117.134	100,0	45

Nota: (a) Inclusive biogás.

Fonte: Adaptado de MME (2012, p. 11).

Ademais, em 2012, como parte do planejamento de expansão da oferta de energia elétrica no país, mais 177 empreendimentos de geração de energia elétrica se encontravam em construção (Tabela 8).

Tabela 8: Empreendimentos em construção no Brasil em 2012

<i>Tipo de empreendimento</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Potência Outorgada (MW)</i>	<i>Part. % (2012)</i>
Renováveis	138	20.868	75,9
Empreendimentos hidráulicos	59	18.918	68,8
Central Hidrelétrica (CGH)	01	01	0,0
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	47	547	2,0
Usina Hidrelétrica (UHE)	11	18.370	66,8
Empreendimentos eólicos	79	1.950	7,1
Empreendimentos solar fotovoltaicos	-	-	-
Não Renováveis	39	6.632	24,1
Usina termelétrica	38	5.282	19,2
Usina termonuclear	01	1.350	4,9
Total	177	27.500	100

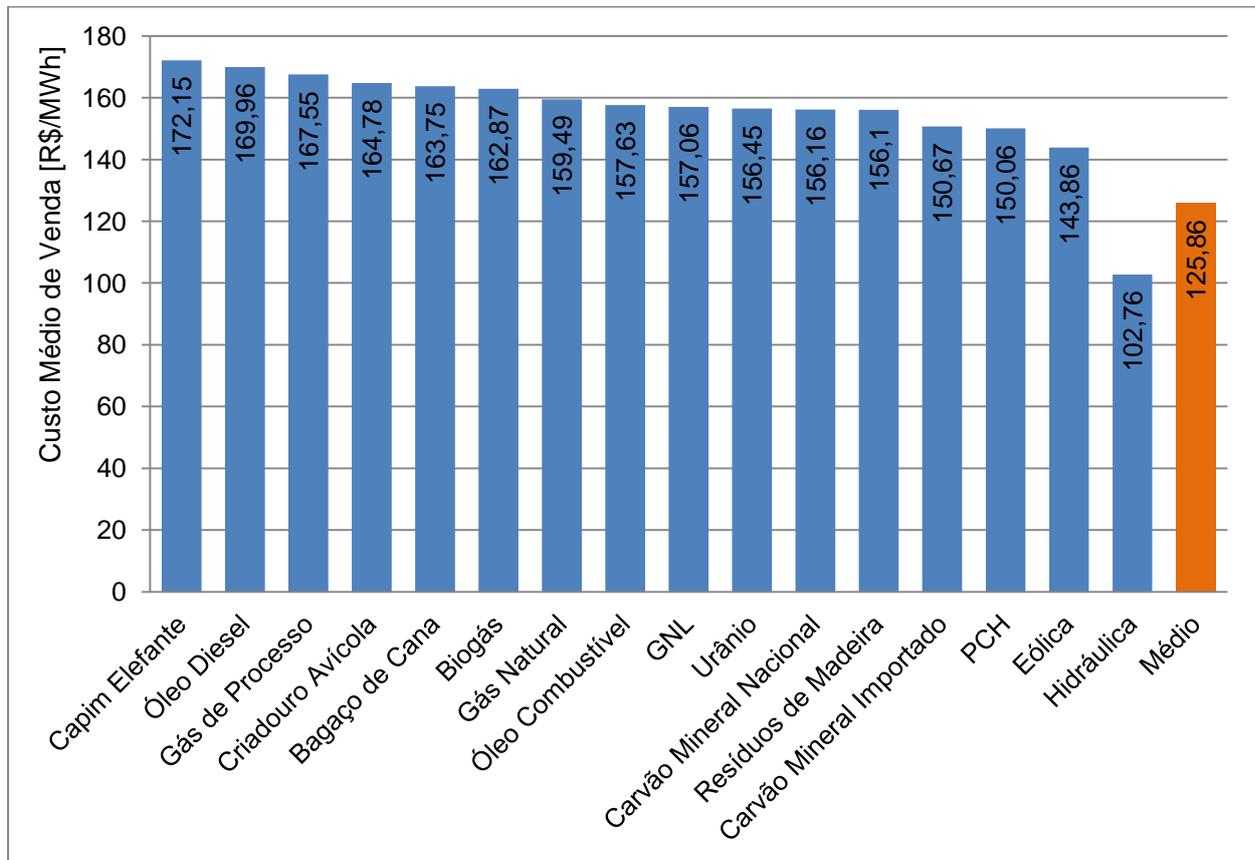
Fonte: Adaptado de EPE (2013, p. 70).

Mais uma vez, os dados apresentados pela EPE (2013) corroboram a estratégia brasileira de expandir sistematicamente a capacidade instalada do sistema a partir da hidroeletricidade como fator predominante (estrutural) e da termoeletricidade em regime complementar, perpassando, também, pela ampliação do parque eólico nacional.

Tendo em vista que a modicidade tarifária constitui-se num dos princípios elementares do Novo Modelo Institucional do SEB, há de se considerar, ainda, os preços médios praticados no mercado brasileiro de eletricidade (leilões de comercialização de energia) para as diferentes fontes primárias, visto que os custos de produção diferem sensivelmente em relação ao aproveitamento dos energéticos. Ademais, a variável preço é tomada pelo ONS no planejamento e definição do despacho do sistema de geração, tendo como parâmetro a ordem de mérito – ou seja, as usinas do SIN são despachadas seguindo uma ordem crescente de preços (do menor para o maior). De forma geral, os custos de produção indicam, ainda, o estágio de desenvolvimento e maturação das tecnologias disponíveis no mercado para exploração comercial dos diferentes energéticos. Essa característica explica, por exemplo, a prioridade atribuída à hidroeletricidade no Brasil. O país goza de ampla experiência e tecnologia acumulada na exploração do setor, o que permite aproveitar este energético a preços bastante competitivos. Por sua vez, a geração termelétrica, menos atrativa financeiramente, deverá ser acionada somente em momentos de picos de consumo (demanda máxima instantânea) ou diante de períodos prolongados de estiagem, como medida para preservar o nível dos reservatórios (ANEEL, 2008a).

Na Figura 17, apresenta-se um comparativo dos custos médios de produção relativos ao aproveitamento de diferentes energéticos. Considera-se, para tanto, toda a “energia nova” contratada nos leilões de energia no período compreendido entre jan./2005 e dez./2010. Para fins de cálculo, os custos médios ponderados são obtidos pela soma dos preços de venda (R\$/MWh) dos produtos leiloados, multiplicados pelos volumes (MWh) dos respectivos produtos (TOLMASQUIM, 2011). Assim, para o respectivo período, foram obtidos custos médios por fonte da ordem de 125,86 R\$/MWh. Apenas a fonte hidráulica (UHEs) apresenta valores inferiores a esses custos, evidenciando a sua importância e contribuição para assegurar a modicidade tarifária. Depois da hidráulica, a eólica constitui-se na segunda fonte mais barata, sendo que as demais fontes apresentam custo médio superior. As termelétricas a carvão mineral, gás natural liquefeito (GNL), óleo combustível e gás natural, significativas em volume, ocupam posição intermediária no *benchmark* das fontes.

Figura 17: Leilões de contratação de energia nova: custo médio por fonte no Brasil (jan./2005-dez./2010)



Fonte: Tolmasquim (2011, p. 189).

De acordo com a WWF (2012, p. 11), “diversos estudos elaborados pelo governo e pela academia no Brasil publicam os valores do custo de produção de energia no país; contudo, normalmente não se tem acesso à memória de cálculo e às premissas utilizadas”. O que se sabe é que o cálculo é feito com base na percepção do empreendedor sobre os valores futuros de combustíveis, valores atuais e futuros de financiamentos, custos de produção, encargos e impostos, entre outros. Segundo a Fundação, é possível fazer estimativas e comparar os custos de geração de energia a partir de diferentes fontes. Em ensaio comparativo confrontando estimativas da *International Energy Agency (IEA)* e dos valores negociados no leilão de energia nova realizado no Brasil, em 2010 (Tabela 9), a WWF (2012) corrobora os dados apresentados por Tolmasquim (2011) ao indicar que a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis apresenta custos menores em relação a energéticos de natureza não renovável, como term nucleares e termelétricas a base de gás natural e de carvão mineral – fontes atualmente utilizadas para expandir a oferta de energia elétrica do SIN.

Tabela 9: Síntese comparativa entre custos de geração de energia elétrica no Brasil (2012)

	Fonte	Custo de Instalação (R\$/kW)	Custo nivelado (*) aproximado (taxa de desconto de 10%) - [R\$]		Tendência da evolução dos custos nos próximos 10-15 anos
			Mínimo	Máximo	
1	Usinas Hidrelétricas (UHEs)	3.450,00	60,63	101,35	Crescimento
2	Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)	5.000,00	112,47	161,96	Estabilidade
3	Usinas eólicas	3.350,00	89,00	118,00	Decrescimento
4	Biomassa (cana de açúcar)	3.000,00	91,00	131,00	Decrescimento
5	Nuclear	3.000,00	155,00	192,68	Crescimento
6	Gás natural em Ciclo Combinado	3.000,00		173,58	Decrescimento
7	Carvão pulverizado nacional	2.750,00		133,55	Estabilidade

Base de Referência

1	Adaptação de IEA (2010) e cálculos efetuados com base nos leilões de energia nova A-5 de 2010. Custos tendem a aumentar devido à localização dos empreendimentos, situados em regiões distantes dos centros de consumo e de difícil acesso;
2	Associação Brasileira de Energia Limpa (APMPE) e cálculos efetuados com base nos leilões de energia nova A-5 de 2010. Custos tendem a se estabilizar, pois a tecnologia já está madura e os locais ainda estão acessíveis;
3	Cálculos baseados no Leilão de Fontes Alternativas (LFA) A-3 de 2010 e dos dois leilões A-3 de 2011. Custos tendem a diminuir com o desenvolvimento e a inserção dessas tecnologias no mercado (efeito aprendizado tecnológico e ganhos de capacidade de geração por unidade);
4	Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) e cálculos baseados no LFA A-3 de agosto de 2010 e dos dois leilões A-3 de 2011. Custos tendem a diminuir, com o desenvolvimento e a inserção de novas tecnologias de combustão de bagaço no mercado (efeito aprendizado tecnológico);
5	Adaptação de IEA (2010) e Molinari (2009). Custos tendem a se estabilizar, tecnologia de geração II já madura e as de geração IV são ainda caras; custo do combustível e das tecnologias são uma incerteza, principalmente após o acidente de Fukushima, no Japão. Os custos tendem a subir devido a mais restrições e a menor venda de sistemas nucleares;
6	Adaptação de IEA (2010). Custos tendem a diminuir no Brasil, tecnologia madura; custo do combustível tende a cair devido ao início de fornecimento de 22 milhões de metros cúbicos pela Petrobras e às grandes reservas existentes no país;
7	Adaptação de IEA (2010). Custos tendem a se estabilizar, tecnologia madura; custo do combustível é uma incerteza.

Nota: (*) Os custos de geração apresentados são nivelados, ou seja, levam em consideração a quantidade de eletricidade produzida por ano, o investimento inicial, os custos de operação e manutenção, o preço dos combustíveis, entre outros fatores.

Fonte: Adaptado de WWF (2012, p. 12).

Para a WWF (2012, p. 11), “conhecer os custos de geração é fundamental para a proposição de novas abordagens para o fomento às fontes renováveis de geração de eletricidade no país”. Apesar do grande potencial brasileiro de geração de eletricidade por fontes alternativas, a implementação comercial dessas tecnologias ainda encontra algumas barreiras de mercado. De acordo com a Fundação, essas barreiras dizem respeito principalmente à escala de produção de tecnologias de geração de energia por fontes alternativas, uma vez que, com um parque industrial ainda modesto e um mercado restrito, os custos de instalação permanecem altos. Contudo, indicam que as barreiras de mercado e os custos de produção de eletricidade por fontes renováveis alternativas podem ser derrubados por meio de políticas públicas de investimento no setor. O estabelecimento de metas de ampliação da participação dessas fontes na matriz energética do país e incentivos fiscais e de crédito podem expandir o mercado e estimular os investimentos privados no setor. Para a WWF (2012), o Brasil já tem experiência acumulada na geração e comercialização de energia proveniente de fontes de baixo impacto, visto que o Programa de Incentivo às Fontes Renováveis no Brasil (Proinfa) – tema a ser abordado no tópico seguinte – contribuiu significativamente para aumentar a competitividade dessas fontes de energia, principalmente porque conseguiu criar um mercado para elas, o que fez com que investidores aumentassem o parque fabril ligado ao setor.

Por fim, menciona-se, ainda, que o sistema elétrico brasileiro é permeado atualmente por quadros de baixa eficiência energética, em vista das elevadas perdas de energia verificadas ao longo do ciclo produtivo, as quais perpassam todos os processos: geração, transmissão, distribuição e consumo final. Dados da EPE (2013), elaborados a partir de informações do ONS e distribuidoras, demonstram que em 2012, essas perdas foram da ordem de 17,3% e 38,6%, respectivamente, para o SIN e para os Sistemas Isolados, resultando em perdas totais da ordem de 17,8% ao sistema elétrico brasileiro³⁶.

³⁶ Maiores informações a respeito das perdas de energia ocorridas no sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil podem ser encontradas em: REY, O. Um olhar para as grandes perdas de energia no sistema de transmissão elétrico brasileiro. In: MILLIKAN, B. et al. (org.). *O Setor Elétrico Brasileiro e a sustentabilidade no século 21: oportunidades e desafios*. Brasília: Rios Internacionais, 2012, p. 41-45.

3.3.2 O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

Instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado com o objetivo de aumentar a participação, no Sistema Interligado Nacional (SIN), da energia elétrica proveniente de empreendimentos eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e de aproveitamento de recursos da biomassa. Ao incentivar o desenvolvimento dessas fontes renováveis de energia, o Programa estabeleceu como propósito a redução das emissões de gases de efeito estufa, nos termos do Protocolo de Quioto acordado na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, aprovado pelo Decreto Legislativo nº 144, de 20 de junho de 2002. Em termos objetivos, o Proinfa foi estruturado em duas etapas.

A primeira etapa do Programa, encerrada em 2006, destinou-se à contratação de 3.300 MW de potência, sendo a compra desta energia assegurada por meio de contratos celebrados pela Eletrobras para um horizonte de 15 anos, contados a partir da data de entrada em operação dos empreendimentos. A segunda etapa do Programa propunha uma iniciativa mais ambiciosa: elevar, a um patamar de 10%, a participação das fontes eólica, PCHs e biomassa na matriz elétrica nacional num horizonte de até 20 anos (até 2022) – considerando o prazo e os resultados obtidos na primeira etapa. Os custos do Proinfa são rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, proporcionalmente ao consumo verificado (BRASIL, 2002). As metas de expansão energética estabelecidas pela segunda etapa do Proinfa foram incorporadas pela política de contratação de energia por intermédio dos leilões da Aneel. Para atender a essa finalidade, e promover a expansão da matriz elétrica a partir do aproveitamento das fontes renováveis de energia atendidas pelo Proinfa, foram criados os Leilões de Fontes Alternativas (LFA), destinados especificamente à contratação de energia proveniente da biomassa, das PCHs e do aproveitamento do potencial eólico (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Até abril de 2013, foram realizados 19 leilões de contratação de energia elétrica, sendo 13 leilões de contratação de energia nova (LEN), 02 leilões de contratação de fontes alternativas (LFA) e 04 leilões de contratação de energia de reserva (LER). Apesar de não alcançar a meta estipulada para a primeira etapa do Programa (previsão de instalação de 3.300 MW de potência até 2006), o PROINFA exerceu importante influência na promoção e desenvolvimento das fontes renováveis de energia,

encorajando a implantação de diversos empreendimentos. Dados do MME (2013a) demonstram que, até dezembro de 2011, foram instalados 132 empreendimentos, sendo 60 PCHs, 21 usinas termelétricas a biomassa e 51 usinas eólicas, totalizando 2.889 MW.

O panorama de expansão das fontes primárias de energia atendidas pelo PROINFA, já contratadas e em construção, com previsão de entrada em operação comercial no período 2013-2018, é apresentado na Tabela 10.

Tabela 10: Expansão de usinas a biomassa, PCHs e eólicas, contratadas e em construção, no período 2013-2018

Tipo	Região	Potência (MW)					
		2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biomassa	Sudeste/Centro-Oeste	693	99	-	-	100	397
	Sul	4	-	-	-	-	-
	Nordeste	78	-	-	-	-	350
	Norte	80	-	-	-	-	-
	<i>Total</i>	<i>855</i>	<i>99</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>100</i>	<i>747</i>
PCH	Sudeste/Centro-Oeste	202	99	26	-	90	162
	Sul	229	25	-	-	30	68
	Nordeste	-	-	-	-	-	5
	Norte	-	19	38	-	33	30
	<i>Total</i>	<i>431</i>	<i>143</i>	<i>64</i>	<i>-</i>	<i>153</i>	<i>265</i>
Eólica	Sudeste/Centro-Oeste	-	-	-	-	-	200
	Sul	330	565	174	526	528	400
	Nordeste	1.763	2.098	2.362	1.099	552	400
	Norte	-	-	-	58	203	-
	<i>Total</i>	<i>2093</i>	<i>2.663</i>	<i>2.536</i>	<i>1.683</i>	<i>1.283</i>	<i>1.000</i>
TOTAL	3.379	2.905	2.600	1.683	1.536	2.012	

Nota: (1) Os valores da tabela indicam o acréscimo de potência instalada entre os meses de janeiro e dezembro de cada ano; (2) Inclui a capacidade contratada nos leilões de energia de reserva; (3) Inclui os projetos sinalizados como sem impedimento para entrada em operação comercial pela fiscalização da ANEEL.

Fonte: MME (2013a, p. 83).

Os dados apresentados na Tabela 10 chamam atenção para dois fatores: a) a inexpressividade na contratação de usinas a biomassa no período 2014-2017, especialmente das regiões Sul, Norte e Nordeste, e; b) a limitação na contratação de PCHs no período 2015-2016, sobretudo nas regiões Sul e Nordeste. Esses dados reforçam a tendência verificada na contratação de fontes renováveis de energia nos

Leilões de Fontes Alternativas (LFAs) realizados em 2007 e 2010. Nos dois leilões foram adquiridos 160 TWh, aos preços médios de 136,8 R\$/MWh, 155,2 R\$/MWh e 160,2 R\$/MWh para as fontes eólica, PCHs e termelétrica a bagaço de cana, respectivamente. As usinas viabilizadas pelos LFA adicionaram 2.235 MW de potência ao SIN e 900 MW (megawatts médios) de lastro ao ACR. Em número de empreendimentos contratados, a fonte eólica participou com 68%, seguida das termelétricas a bagaço de cana (16%) e PCHs, com 15% de participação. Outras biomassas participaram com apenas 1% (TOLMASQUIM, 2011).

Esses percentuais de contratação por fonte dão indícios dos fatores que estão levando a pouca participação das fontes PCH e biomassa nos leilões de energia no período 2014-2017, frente a um cenário bastante promissor da fonte eólica. Nos LFA, as fontes alternativas (PCHs, eólicas e termelétricas a biomassa) concorrem entre si para suprir a demanda de energia a ser contratada. Tendo em vista que o critério de contratação de energia elétrica respalda-se no princípio da modicidade tarifária, a fonte eólica (com menor preço de venda no mercado) tem obtido vantagem competitiva nas negociações, tornando pouco atrativa a contratação de PCHs e termelétricas a biomassa. Há de se ressaltar, no entanto, que as fontes alternativas de energia têm sido prejudicadas, como um todo, pela política adotada nos leilões de contratação de energia, uma vez concebendo PCHs, eólicas e termelétricas a biomassa como fontes concorrentes, quando na prática constituem-se em energéticos complementares, de importância e relevância estratégicas para assegurar o atendimento da demanda do SIN. Essa distorção do mecanismo de contratação de fontes alternativas nos leilões de energia – assim como suas consequências e efeitos – será retomada, com maior propriedade, no decorrer do texto.

De acordo com Tolmasquim (2011), para aumentar a participação das termelétricas à biomassa na matriz elétrica, desde 2003 a fonte passou a receber regulamentações e incentivos específicos, tais como: a possibilidade de comercializar a energia produzida com consumidores que têm demanda de 500 kW ou superior; redução de 50% ou mais nos encargos por uso de redes de transmissão e distribuição; e dispensa de licitação para obter a autorização, bastando ao empreendedor solicitá-la à Aneel. Contudo, conforme aponta o autor, a participação da fonte nos leilões de energia revelou haver obstáculos para o melhor aproveitamento do energético no país. A principal dificuldade para aumentar a participação desta fonte nos leilões de energia reside na descontinuidade do programa de financiamento dos empreendimentos,

deixando de ser atrativa para o investidor. Além do mais, fatores de natureza técnica e burocrática têm inviabilizado a implantação dessas termelétricas, merecendo destaque: a) a dificuldade de conexão ao sistema elétrico para entrega da energia contratada; b) a incoerência entre os prazos de realização dos leilões de energia e o tempo necessário para tramitação, averiguação e deferimento do processo de licenciamento ambiental do empreendimento pelo órgão ambiental competente, tornando ilegítima a autorização do projeto; c) incoerência no prazo de outorga do empreendimento, inviabilizando o seu processo de implementação.

Da mesma forma, como medida para estimular o desenvolvimento da indústria eólica, o governo promoveu a desoneração fiscal do setor, isentando equipamentos da cobrança de impostos e contemplando esses empreendimentos no Plano de Aceleração da Economia (PAC) e no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), entre outros incentivos. Ademais, procedeu com o estabelecimento de regulamentações específicas para o setor, a exemplo da readequação dos contratos de venda de energia eólica, ampliando o horizonte dos contratos de 15 para 20 anos. Adequações técnicas e operacionais foram efetuadas no modelo de conexão à rede de transmissão da carga produzida. Por fim, foi assegurado aos empreendedores o direito sobre os créditos de carbono gerados pelos projetos eólicos. Para Tolmasquim (2011), tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental, a energia eólica constitui-se num importante recurso energético, principalmente em função de sua capacidade em complementar a geração hidrelétrica. Observa, ainda, que a diferença entre as fontes eólica e termoelétrica vem reduzindo-se gradualmente no mercado nacional nos últimos anos. Certamente, a vantagem competitiva (preço de venda) demonstrada pela fonte eólica nos leilões de comercialização de energia coloca-se como questão diferencial e determinante neste processo.

Já a tecnologia de geração de energia elétrica a partir de PCHs encontra-se bastante consolidada no país, contudo tem apresentado custos médios de produção relativamente superiores à fonte eólica e as UHEs de médio e grande porte, o que, em parte, tem se tornado pouco atrativas aos investidores do setor de geração de energia elétrica. De forma semelhante às termelétricas à biomassa, as PCHs têm enfrentado problemas de natureza burocrática, especialmente voltadas à obtenção do licenciamento ambiental dos empreendimentos.

3.3.3 Influências do Novo Modelo do SEB sobre o mercado das energias renováveis

Em vista dos indícios e reflexões abordados neste recorte de pesquisa, parte-se para o debate em torno das influências induzidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB às concessionárias de geração de energia elétrica e, conseqüentemente, suas implicações sobre o aproveitamento das fontes renováveis de energia na produção de eletricidade. Ciente do fato de estar analisando um modelo de política pública energética em pleno processo de construção e desenvolvimento, e com vistas a fortalecer o debate em torno desta temática, buscou-se trazer para a discussão a visão de atores-chave que atuam em diferentes segmentos do mercado brasileiro de geração de eletricidade. A contribuição destes atores foi possibilitada, metodologicamente, por intermédio da aplicação de entrevistas semiestruturadas, organizadas de forma a estimular o diálogo em torno das questões de interesse delineadas neste recorte de estudo³⁷. Foram entrevistados dois atores-chave, por sua vez selecionados de forma a trazer contribuições para a discussão em torno da abordagem em âmbito macro (dinâmica de funcionamento estabelecida pelo Novo Modelo Institucional do SEB) e micro, voltado a analisar a forma que este Novo Modelo influencia a atuação das concessionárias de geração de eletricidade no que diz respeito ao aproveitamento das fontes renováveis de energia. Como critério de seleção, foram identificados e selecionados atores que ocupam cargo gerencial em suas respectivas instituições, com o intuito de aproximar-se de uma leitura mais coerente com a visão institucional presente no âmbito de cada uma das empresas, quais sejam: Copel (estatal) e Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas – ABRAPCH (iniciativa privada).

No âmbito da Copel, foi entrevistado o Gerente de Departamento e também Coordenador de Planejamento e Estudos Ambientais da Companhia, *Luis Gustavo Socher*, responsável pelo setor de planejamento e execução de estudos ambientais voltados à implementação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica. Na outra oportunidade foi entrevistado o Presidente da ABRAPCH, *Ivo Augusto de Abreu Pugnaroni*, entidade voltada ao desenvolvimento de projetos e fomento de políticas setoriais de viabilização e aproveitamento de potenciais hidráulicos de pequeno porte dispersos em todo território nacional. Atualmente, além de presidir a

³⁷ Os roteiros de entrevista, utilizados como parâmetro de referência para orientar e conduzir o direcionamento do diálogo junto aos entrevistados, são apresentados nos Anexos I e II, disponibilizados no final deste documento.

direção da ABRAPCH, Pugnaroni ocupa também o cargo de presidência a frente dos grupos Enercons e Enerbios, empresas desenvolvedoras de projetos e prestadoras de serviços de consultoria em empreendimentos de geração de energia elétrica. Ressalta-se, ainda, o fato de Pugnaroni ter participado efetivamente do processo inicial de preparação da reforma do SEB³⁸. Assim, vislumbrou-se, na contribuição destes entrevistados, a possibilidade de ampliar o debate em torno das questões de reestruturação do SEB e suas influências sobre a atuação da Copel no mercado. Nessa perspectiva, questões importantes trazidas por Pugnaroni e Socher serão incorporadas e debatidas ao longo do texto no intuito de estabelecer um processo de diálogo com diferentes argumentações fundamentadas em fontes secundárias.

No que diz respeito ao processo de reestruturação do SEB, Pugnaroni acredita que, apesar das reformas e regulamentações estabelecidas, o Novo Modelo Institucional do SEB preserva a velha estrutura de mercado, centralizando no Estado a função de formulador e planejador da política energética, de modo a não propiciar espaços e fóruns de debate que possibilitassem a participação popular e de entidades setoriais. O Governo Federal continua a centralizar, sob seu comando e estrutura, a elaboração da política energética e o planejamento do setor, assim como o controle e a fiscalização da implementação dessas políticas. Na sua visão, essa estrutura de política setorial é reproduzida historicamente no Brasil, está *“cristalizada no país; é imutável, inquestionável”* sob a ótica do Estado.

Pugnaroni observa, nesse sentido, nunca ter havido uma Conferência Nacional de Energia para debater as diretrizes do setor, assim como ocorre em outros setores tais como saúde, educação, meio ambiente, direito civil. Nessa perspectiva, Pugnaroni ressalta a importância e a necessidade do Estado debater a questão energética com o conjunto da sociedade, abrindo espaços que propiciem a participação popular e a contribuição de representações e entidades que atuam em diferentes segmentos do setor energético. Em seu entendimento,

“o Estado evita discutir a questão energética de forma aberta com a sociedade. É como se a sociedade não estivesse à altura dessa discussão, como se isso fosse uma discussão a ser mantida entre quatro paredes por um grupo privilegiado de brasileiros [tomadores de decisão].

³⁸ Em 2002, a convite do então Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, Pugnaroni integrou a equipe de governo nas discussões em torno da construção do novo modelo institucional do SEB, atuando conjuntamente com diversas autoridades do setor, tais como: Dilma Rousseff, na época ocupando a pasta do MME, Luiz Pinguelli Rosa (Ex-Presidente da Eletrobras); Ildo Luis Sauer (especialista no setor), entre outros.

(...) Porque o Governo (indiferentemente de legenda partidária) tem resistência em discutir o tema da energia com a sociedade? Porque o governo insiste em manter esse tema oculto, isento do debate?”

Assim, segundo Pugnali, não há predisposição do Estado brasileiro para debater o setor energético em diálogo participativo e transparente com a sociedade.

Pugnali entende, ainda, que, em 2004, ao estabelecer o Novo Modelo Institucional do SEB, o Governo Lula legitimou, sem alterações, a proposta de privatização do SEB³⁹, iniciada em 1998, durante o Governo Fernando Henrique Cardoso (FHC). Um dos pilares do processo de reestruturação, segundo Pugnali, foi a retomada do planejamento setorial. Observa, contudo, não se tratar de um planejamento determinativo, mas meramente indicativo; ou seja, um planejamento que ao invés de orientar o mercado, acaba por secundá-lo. Nesse sentido, esclarece:

“quando o planejamento passa para o terreno do leilão – e um leilão que não obedece a necessidade de planejamento, mas sim, as compras se dão em função da necessidade de venda dos vários energéticos e das fontes de energia – aí você está deixando de planejar e está deixando as forças de mercado, na verdade, que nem sempre jogam limpo, jogarem a lei do mais forte”.

Quando questionado se o Novo Modelo tem atingido seu objetivo em relação à política da modicidade tarifária, Pugnali é taxativo:

“a política de modicidade tarifária foi o que menos se pode afirmar que esse modelo trouxe. Qualquer coisa, menos modicidade tarifária. (...) O Brasil tem a quarta tarifa de energia mais cara do mundo e vai ficar mais cara ainda, devido a não existência de qualquer interesse em aproveitar a base hidráulica no Brasil. Não há interesse. Porque é melhor gastar [o governo] com termelétricas [convencionais] ou com grandes usinas, porque as vantagens políticas das grandes usinas (as contribuições das empresas) são muito grandes (contribuições legais, oficiais, permitidas por lei). São muito grandes. É impossível deixar de fazer essa associação. (...) Só se constroem grandes usinas porque grandes empresas gostam de grandes usinas! Grandes usinas, grandes negócios”.

³⁹ Mediante a publicação do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, no qual regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Por sua vez, Socher considera que a dinâmica de funcionamento do Novo Modelo do SEB tem provocado um gradativo processo de consolidação das empresas que atuam no setor de geração de energia elétrica, tornando este mercado cada vez mais concentrado. Assim, a tendência é que grandes concessionárias de energia passem a integralizar gradativamente os empreendimentos e serviços prestados por geradores de menor expressão.

No que diz respeito ao desenvolvimento do mercado de energias renováveis, Socher acredita que o Novo Modelo Institucional do SEB, e sua política fundamentada na modicidade tarifária, não exerceram influência determinante sobre o processo de entrada destas fontes no mercado. Em sua opinião, o fator que mais tem influenciado favoravelmente à diversificação da matriz elétrica nacional, nos últimos anos, está relacionado à atual conjuntura vivenciada pelo mercado brasileiro da hidroeletricidade. A dificuldade de implantar usinas hidrelétricas de médio e grande porte tem levado o governo a buscar alternativas para promover a expansão da oferta de energia. Esse processo tem favorecido a entrada de novas fontes de energia na matriz elétrica, sejam elas renováveis ou não renováveis. Nesse sentido, Socher pontua:

“o que mais tem influenciado na entrada de renováveis no Brasil – renováveis não PCHs, mas tratando-se de energia solar, eólica e biomassa – é a dificuldade de implantação de projetos de geração hidráulica. Não se consegue mais fazer usina. (...) Tem todos os tipos de problemas possíveis. É muito mais fácil começar a desenvolver esse outro lado [outras fontes renováveis] do que fazer uma usina hidrelétrica”.

Socher entende que o mercado brasileiro de eletricidade vive um momento muito particular, característica essa que tem influenciado muito mais a atuação das concessionárias de geração de energia do que, propriamente, a dinâmica de funcionamento do próprio SEB. Observa, nesse sentido, que todo o mercado brasileiro de eletricidade foi estruturado, ao longo da história, com o intuito de explorar o potencial hidroelétrico do país. À medida que a exploração dessa fonte vem sendo dificultada, justamente num momento em que o Brasil convive com um cenário interno de crise e crescente demanda de energia elétrica, novos energéticos passaram a entrar na pauta do planejamento governamental como medida para complementar a carência de geração hidroelétrica – sejam eles de natureza renovável ou não renováveis. Nesse sentido, Socher considera ser este o principal fator responsável por alavancar a indústria eólio-elétrica no país. Vincula também a este contexto, o desenvolvimento do

parque termoeletrico convencional, voltado à exploração de combustíveis não renováveis.

Observa-se, contudo, o dilema que se estabelece nesta atual conjuntura de desenvolvimento do mercado elétrico no país, especialmente no que diz respeito às energias renováveis. Cenários de exacerbada pressão e resistência social em relação à exploração de potenciais hidrelétricos de médio e grande porte têm motivado o Governo Federal a alavancar, enquanto prioridade, o desenvolvimento do parque termoeletrico convencional no país. Em termos práticos, a fonte hidroelétrica (portanto, renovável) vem sendo substituída, em maior parte, por fontes de natureza não renovável. Conforme demonstrado anteriormente, as fontes não renováveis de energia participavam, em 2003, com um percentual de 13% em relação à oferta total de eletricidade. Em 2012, passaram a contribuir com 17,6% do volume total ofertado, o que significa um incremento superior a 50.000 GWh no período 2003-2012. A título de exemplo, a geração termelétrica a partir de gás natural obteve crescimento de aproximadamente 260% no respectivo período (EPE, 2006; 2013).

Ao se analisar o desenvolvimento do mercado interno de energias renováveis, em vista da dinâmica de funcionamento do Novo Modelo Institucional do SEB, outro aspecto a ser observado diz respeito à política da modicidade tarifária, por sua vez estabelecida como um dos pilares estruturantes desse Novo Modelo. Objetivamente, a política da modicidade tarifária não faz referência e nem estabelece qualquer distinção entre as fontes primárias de energia, sejam elas renováveis ou não renováveis. O critério final a ser levado em consideração nos leilões de contratação de energia elétrica é determinado exclusivamente pelo fator preço. Não estão embutidos, na composição deste parâmetro de referência (preço), os custos socioambientais decorrentes da implantação e operação dos respectivos empreendimentos. São englobados, apenas, os custos referentes à viabilização do projeto físico e decorrentes da atividade operacional. Desta forma, esta política se mostra incapaz (e nem é seu objetivo) de fazer distinção entre impactos benéficos e implicações degradantes da qualidade de vida humana e do ambiente. Toda e qualquer variável envolvida acaba sendo diluída, em última análise, no quesito preço.

Desta forma, observa-se que o novo marco regulatório do SEB não estabelece qualquer mecanismo de priorização e promoção da renovabilidade energética da matriz produtiva – ao contrário do que se tinha anteriormente com o Proinfa, criado em 2002 com a finalidade de fomentar o desenvolvimento do setor. O incentivo a essas fontes de

energia ficou reservado à simples menção indicativa estabelecida pelo Art. 23 da Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, ao dispor, em seu inciso VI, que deve ser promovida a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, PCHs, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural.

Na visão de Socher, o marco regulatório de maior relevância para o setor de geração de energia elétrica deu-se em 2012, a partir da publicação da Medida Provisória n.º 579 (convertida na Lei n.º 12.783, de 2013)⁴⁰, impondo novas regras e regimes ao processo de renovação das concessões de geração. Conforme estabelecido no seu art. 1º, a partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária. Para a geração termelétrica, as concessões de energia poderão ser prorrogadas (a partir de 12 de setembro de 2012) a critério do poder concedente por uma única vez e por um prazo de até 20 (vinte) anos, de forma a assegurar a continuidade no abastecimento e a segurança do sistema.

A aplicação desses instrumentos alcançou, também, empreendimentos de geração que ainda detinham o direito a uma nova prorrogação e que, inclusive, já estavam com o processo de requerimento em andamento na Aneel – e, até mesmo, os processos de prorrogação já analisados e concluídos pela referida Agência, com devida indicação de outorga ao MME. Ademais, o processo de prorrogação das concessões foi facultado a aceitação (pelas concessionárias) das seguintes condições a) remuneração por tarifa calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica; b) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica, a ser definida pela agência reguladora, conforme regulamento do poder concedente; c) submissão aos padrões de qualidade dos serviços fixados pela Aneel (COPEL, 2012).

Uma vez expirado o prazo da concessão, o empreendimento passa a ser automaticamente revertido para a União, retirando da concessionária a titularidade do serviço de exploração de energia e convertendo-a em empresa prestadora de serviços

⁴⁰ Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013: dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, n.º 12.111, de 09 de dezembro de 2009, n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei n.º 8.631, de 04 de março de 1993; e dá outras providências. Publicada no DOU de 14 de janeiro de 2013.

de operação e manutenção de empreendimentos geradores. De acordo com a Copel (2012, p. 11),

“essa nova condição altera o regime de Concessionário de Serviço Público de Geração de Energia Elétrica para a posição de titular da concessão com geração realizada como função de utilidade pública prioritária. Nessa nova condição, o concessionário ficará limitado a exercer somente funções de operação e manutenção, uma vez que a exploração retornou ao Poder Concedente”.

Nesta nova concepção, a tarifa proposta pelo Poder Concedente visa cobrir, basicamente, despesas com encargos, tributos, operação e manutenção rotineiras, não prevendo, entretanto, investimentos decorrentes de contingências, modernizações, atualizações e reformas de estruturas e equipamentos, o que pode comprometer a manutenção, a qualidade e a continuidade da prestação do serviço desempenhado pelas usinas de geração de energia elétrica. Pela sua natureza, esses investimentos são, frequentemente, muito onerosos aos concessionários. De acordo com a Copel (2012, p. 12), “esse aspecto ainda depende de regulamentação da Aneel e essa lacuna legal causa insegurança regulatória aos agentes, podendo impactar nas decisões no momento do investimento”.

Na visão de Socher, essa nova configuração pode não ser atrativa às concessionárias de geração de energia elétrica⁴¹, visto que o negócio dessas empresas consiste na geração de energia, e não na prestação de serviços de operação e manutenção de sistemas produtores. Para Socher, esta nova conjuntura tende a polarizar ainda mais o setor de geração de energia elétrica, à medida que impõe as concessionárias a constante necessidade de expandir os ativos de produção, seja para compensar as concessões que expirarão em período futuro (energia existente) ou para expandir o negócio da empresa (energia nova). Tal mecanismo foi elaborado com a finalidade de assegurar a política da modicidade tarifária e fomentar a expansão da capacidade produtiva do parque de geração nacional.

⁴¹ Este processo já vem ocorrendo. A Cesp optou por não renovar a concessão da UHE Três Irmãos nos moldes da Medida Provisória n.º 357, procedimento também adotado pela Cemig (em relação à UHE Jaguará) e pela Copel, em relação à renovação das concessões de quatro usinas vincendas até 2017. São elas: Usina Rio dos Patos, com 1,8 MW de capacidade instalada; Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza, com 260 MW; Usina Mourão, com 8,2 MW; e, Usina Chopim com 1,8 MW, totalizando um montante de 271,8 MW de capacidade instalada.

3.3.4 Energias renováveis e a política governamental de planejamento energético

Nos últimos anos, o Brasil tem enfrentado graves problemas de abastecimento energético devido a períodos prolongados de estiagem. Em 2001, o país vivenciou um colapso no sistema elétrico, levando ao racionamento de energia e gerando grande impacto à economia nacional (TEODORO, 2006; TOLMASQUIM, 2011). Anos mais tarde, em 2008, esta situação de insegurança no suprimento voltou a se repetir. Desde o último bimestre de 2013, o Brasil vem novamente enfrentando graves problemas de abastecimento de energia elétrica frente a escassez de chuvas ocorrida no período úmido do ano (dezembro a maio), tornando crítica a situação de armazenamento de água nos reservatórios. Preocupado com o eminente quadro de risco de desabastecimento, o Governo Federal tem sido constantemente pressionado a elaborar políticas estratégicas para combater esse quadro de insegurança de suprimento de eletricidade que afronta a estabilidade e o bom desempenho da economia brasileira. Por sua vez, vem centrando seus esforços com o intuito de promover a expansão da capacidade produtiva do sistema elétrico nacional, sustentando-se, para tanto, em políticas de diversificação da matriz elétrica, o que incluiu tanto o aproveitamento de fontes renováveis quanto de fontes não renováveis de energia.

Conforme constatado, a dinâmica de funcionamento do Novo Modelo Institucional do SEB não exerceu influência determinante sobre o processo de aproveitamento das fontes renováveis de energia pelas concessionárias de geração de eletricidade. Por outro lado, a política de planejamento energético adotada pelo Governo Federal, através da EPE e da Aneel, sob delegação do MME, tem desempenhado papel determinante, e de forma diferenciada, sobre o mercado de aproveitamento das energias renováveis. Na conjuntura atual, o Governo Federal atua de forma onipotente na condução e controle do setor elétrico nacional. Nos últimos anos, a política governamental tem priorizado, como elementos preponderantes no planejamento da expansão do sistema elétrico produtivo, a contratação de grandes empreendimentos hidrelétricos na Amazônia e a expansão do parque termoeletrico convencional, especialmente a base de combustíveis fósseis.

Pugnali qualifica essa prioridade governamental como inapropriada, responsabilizando-a por prejudicar e onerar o desenvolvimento do setor de energias renováveis no Brasil. Pugnali entende que, por si só, a priorização de hidrelétricas de grande porte na Amazônia não se justifica. Observa, neste sentido, haver uma enorme

disponibilidade de potenciais hidráulicos de pequeno porte (PCHs e CGHs) dispersos em diferentes regiões do país, os quais poderiam ser aproveitados como alternativa para garantir a oferta de energia elétrica no período úmido – especialmente na Região Sudeste, causadora de maior pressão sobre o sistema, em decorrência do elevado consumo de energia⁴². De forma semelhante, Pugnali entende que o sistema de comercialização de energia, através da prática dos leilões, tem se demonstrado inadequado, visto que coloca fontes renováveis de energia que operam em regime de complementaridade na geração de energia em posição de concorrência, dificultando a entrada destas fontes no mercado. Segundo Pugnali, essa distorção presente no sistema de comercialização de energia elétrica poderia ser devidamente equacionada com alterações no regime de contratação de eletricidade. Sugere, nesse sentido, a implantação de um sistema de leilões fundamentado na contratação regionalizada e por tipo de fonte energética, observando, assim, a disponibilidade e a dispersão dos recursos energéticos nas diferentes regiões do país em função da demanda e da localização dos centros de maior consumo.

Ademais, a dinâmica que prevalece no atual sistema de planejamento e organização dos leilões de energia elétrica pode ser facilmente orientada ao atendimento de interesses de determinados grupos e/ou segmentos produtivos. Isso porque concentra sobre a égide do Governo Federal a decisão sobre quais fontes de energia serão priorizadas nos respectivos leilões de energia. Por sua vez, essas decisões podem ser tomadas de forma arbitrária, priorizando o aspecto político em favor do aporte técnico-científico. É passível de torna-se vulnerável, nesse sentido, às pressões setoriais e de grupos articulados em defesa de seus interesses, de forma que a componente política possa se prevalecer diante de fundamentações técnico-científicas. Seguindo esta linha de raciocínio, diversos têm sido os questionamentos em relação à posição adotada pelo Governo Federal no que diz respeito às políticas de priorização na instalação de empreendimentos hidrelétricos de grande porte na Região Amazônica e em vista da insistência em alavancar o sistema termelétrico nacional a partir de combustíveis de origem fóssil (em boa parte, importados), enquanto o Brasil dispõe de alternativas renováveis abundantes, seguras e muito mais atraentes, seja do ponto de vista econômico, social e ambiental (PINTO, 2013; ABRAPCH, 2014).

⁴² Em 2012, a Região Sudeste/Centro-Oeste foi responsável pelo consumo de 48.395 MWh, equivalendo a 60% de toda a energia elétrica consumida na rede (sistemas isolados e SIN) (EPE, 2013).

Para Pugnali, o mercado brasileiro de energias renováveis tem sido prejudicado, como um todo, pelas políticas governamentais adotadas pela EPE e pela Aneel. Para ele, há uma completa distorção na forma em que o governo vem planejando a contratação de energia em leilões. É categórico, nesse sentido, ao afirmar que, para o mercado de energias renováveis, as políticas governamentais (praticadas pela EPE e pela Aneel) “*mais prejudicam do que beneficiam o desenvolvimento do setor na atualidade*”. Na visão de Pugnali, a política de contratação de energia elétrica deveria levar em consideração, em seu planejamento, a dinâmica dos regimes sazonais de pluviosidade (períodos secos e úmidos do ano) presente nas diferentes regiões do Brasil, em vista da demanda e distribuição dos centros de maior carga, por sua vez concentrados nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO) do país. Afirma, nesse sentido, que na atualidade a principal incoerência praticada pela política governamental voltada a promover a expansão da oferta de energia elétrica do SIN reside dos seguintes fatores:

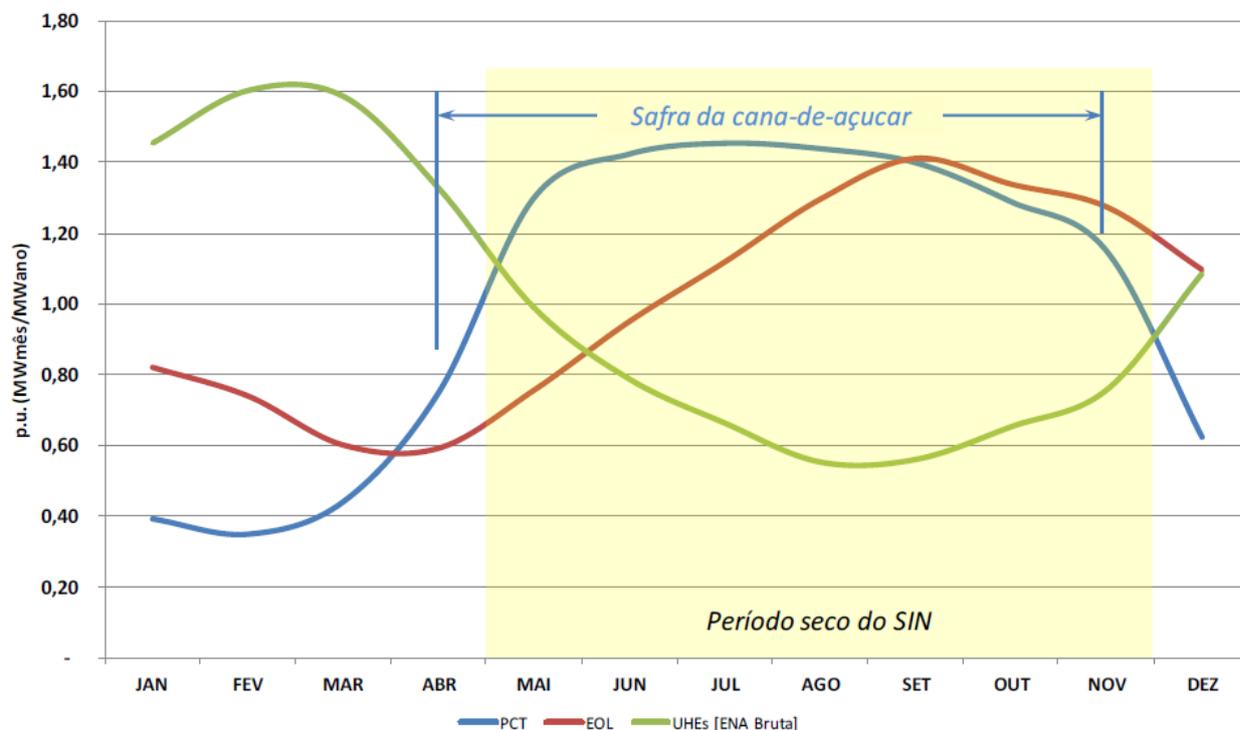
- a) insistência governamental em priorizar a implantação de grandes empreendimentos hidrelétricos na Região Amazônica;
- b) priorização da contratação de termelétricas convencionais, especialmente a base de gás natural e derivados do petróleo; e,
- c) inadequação e desequilíbrio no processo de contratação de fontes renováveis de energia, uma vez não se atentando para o regime de complementaridade existente entre os diferentes energéticos ao longo do ano e mediante a contratação de quantidades desproporcionais de energia de fontes renováveis.

De acordo com o ONS (2012, p. 33), a complementaridade anual entre as diversas fontes, ou seja, a diversidade de produção ao longo de um mesmo ano,

“permite mitigar o efeito da sazonalidade da oferta hídrica, compensando a perda gradual de regularização, desde que suas ofertas sejam firmes e em montantes equivalentes à redução da oferta hídrica, ou seja, é extremamente importante a avaliação dessas disponibilidades para efeito de planejamento da operação”.

Esses fatores podem ser dimensionados, de forma mais evidente, a partir da dinâmica apresentada na Figura 18, a qual demonstra a complementaridade anual entre as fontes de energia hidrelétrica, eólica e proveniente de termelétricas a biomassa (bagaço da cana-de-açúcar).

Figura 18: Complementaridade anual entre as fontes de energia hidráulica, eólica e biomassa, em função dos períodos seco e úmido do ano



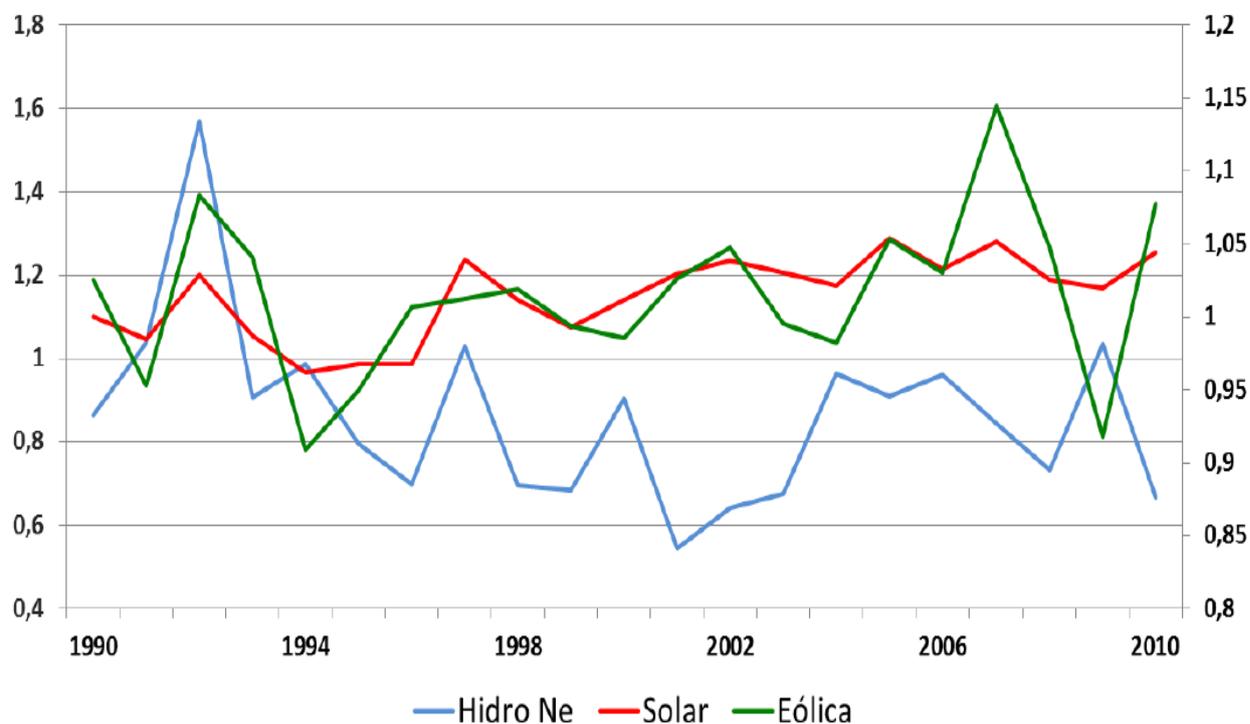
Nota: a) PCT: Pequenas Centrais Termelétricas – neste caso, voltadas ao aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar, biomassa resultante da indústria sucroalcooleira; b) EOL: Energia Eólico-elétrica; c) UHes: Usinas Hidrelétricas; ENA Bruta: Energia Natural Afluyente – corresponde à energia hídrica que corre pelos rios com fins energéticos.

Fonte: ONS (2012, p. 34).

Na visão de Pinto (2013), a grande vantagem brasileira em termos de produção de eletricidade reside justamente na complementaridade estabelecida entre as fontes renováveis de energia. Se contratadas adequadamente, em proporções de potência semelhantes, no período úmido (período compreendido entre dezembro e abril) a demanda interna poderá ser suprida pelo superávit de energia produzida nos empreendimentos hidrelétricos. De acordo com Bermann (2007), nos períodos de alta pluviosidade, quando a vazão das águas é maior, há também elevação na altura de queda, em virtude do aumento da cota do reservatório. Em vista dessa situação, é possível se obter maior quantidade de energia. Por outro lado, o período seco (entre maio e novembro) – com menor disponibilidade de água contida nos reservatórios hidrelétricos – coincide com a safra da cana-de-açúcar, responsável pela produção de quantidade elevada de biomassa (bagaço da cana), subproduto com elevado poder calórico para geração termoelétrica. A partir do mês de agosto, quando começam decair os estoques de biomassa, tem-se o pico na produção de energia eólico-elétrica.

Observa-se, no entanto, não estarem contabilizados nesta abordagem analítica, o potencial de aproveitamento de outros recursos da biomassa, tais como: florestas energéticas, demais cultivos, subprodutos vegetais e animais, rejeitos dos processos produtivos, biogás, entre outros. Sem contar, ainda, a estreita afinidade do território brasileiro com a produção de energia solar e fotovoltaica, atividade muito promissora e que deverá ganhar espaço no mercado brasileiro de eletricidade nos próximos anos. Corroborando a visão do ONS (2012), no que tange à complementaridade estabelecida entre as fontes renováveis de energia, Pinto (2013) apresenta uma nova perspectiva ao analisar a evolução sazonal em vista do comportamento das disponibilidades hidrelétrica, solar e eólica nas últimas duas décadas (período 1990-2010) (Figura 19). De acordo com a autora (p. 19), “é possível comprovar que, a menos da anomalia ocorrida durante o fenômeno climatológico “El Niño” de 1992, que atingiu fortemente o Nordeste, a água praticamente ‘espelha’ o ‘moto solar/eólico”.

Figura 19: Complementaridade entre regimes hidrológicos, de radiação solar e disponibilidade dos ventos



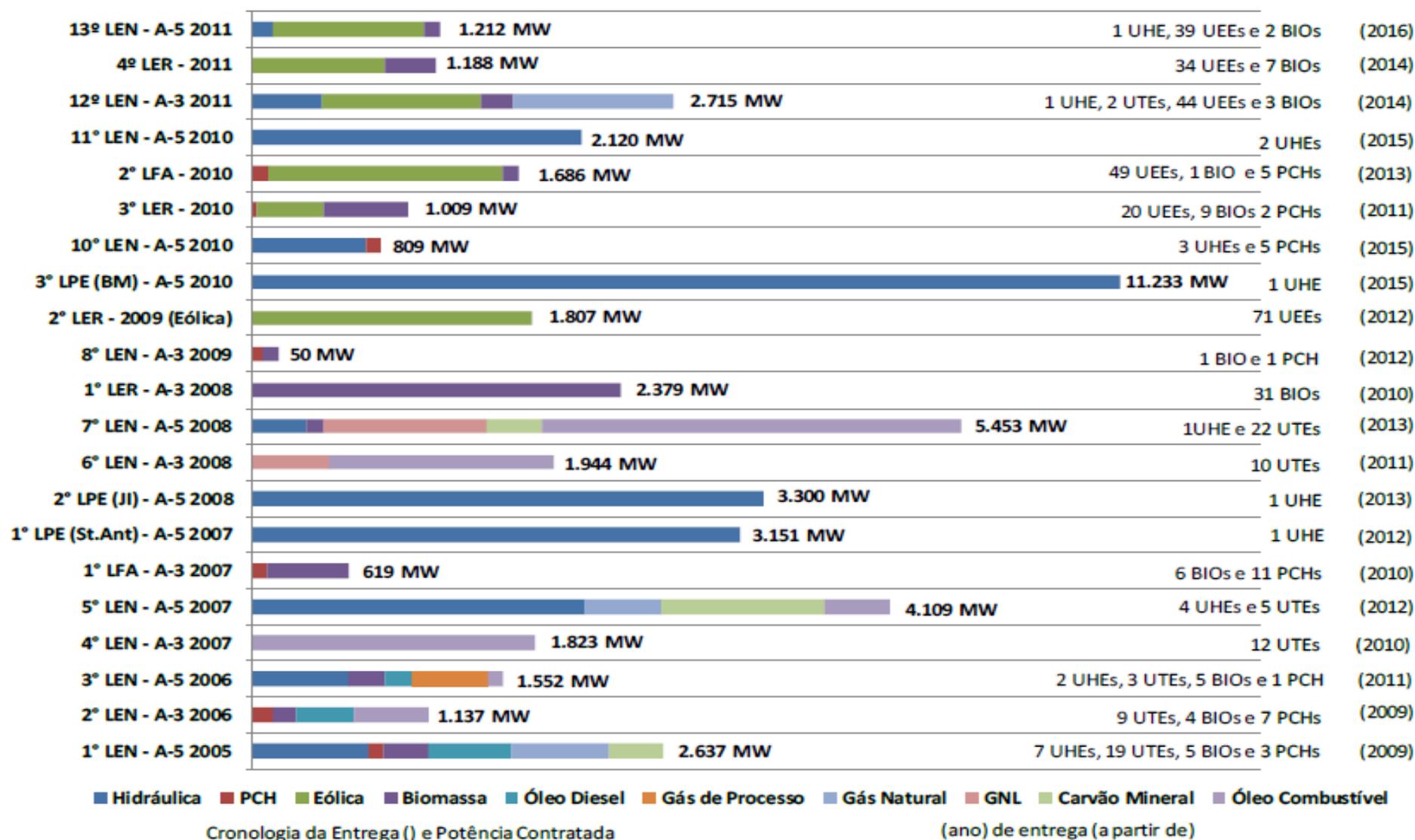
Fonte: PINTO (2013, p. 19).

Apesar de encontrar-se em estágio inicial de experimentação e maturação no mercado brasileiro de eletricidade, Socher menciona que a indústria solar vem se estruturando progressivamente no país, sobretudo na Região Nordeste. Acredita, nesse

sentido, ser apenas uma questão de tempo para que este mercado possa tornar-se competitivo, o que requer um esforço tecnológico desta indústria no sentido de aperfeiçoar e baratear equipamentos e componentes do sistema produtivo, de modo a tornar a fonte de energia solar atrativa e vantajosa. Para Socher, a fonte de energia solar tende a seguir um caminho muito semelhante à fonte eólica, a qual tem se tornado uma alternativa estratégica para garantir maior segurança ao suprimento do sistema, ao passo que oferece rentabilidade e modicidade tarifária (baixo preço), além de contar com ampla aceitação social – razão pela qual vem sendo amplamente estimulada e difundida pelas políticas governamentais. De acordo com Pereira et al. (2006), o Brasil, por constituir-se num país predominantemente intertropical, possui grande potencial para aproveitamento de energia solar durante todo o ano. Existe um grande leque de possibilidades a médio e longo prazo para aproveitamento dessa abundante forma de energia renovável, que vai desde pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos até as grandes centrais que empregam energia solar concentrada, ou a sistemas de produção de hidrogênio para utilização em células de combustível. Dentre os benefícios, destaca-se a possibilidade de suprir a demanda de regiões remotas onde o custo da eletrificação pela rede convencional é demasiadamente alto com relação ao retorno financeiro do investimento, além de contribuir com a capacidade de regulação da oferta de energia do SIN em períodos de estiagem.

Contudo, ao analisar-se a tipologia e a quantidade das respectivas fontes energéticas contratados nos Leilões de Energia da Aneel até o ano de 2011 (Figura 20), é possível observar que as constatações e perspectivas apresentadas pelo ONS (2012) e Pinto (2013) divergem sensivelmente em relação ao planejamento estratégico praticado pela EPE e pela Aneel na expansão da capacidade produtiva do setor elétrico nacional. Em geral, torna-se bastante evidente a política de priorização de implantação de grandes empreendimentos hidrelétricos – localizados majoritariamente na Região Amazônica (UHEs Jirau, Santo Antônio, Belo Monte, entre outras) – e voltados à geração termelétrica convencional, baseada na utilização de combustíveis fósseis. Há de salientar, nesse sentido, que apesar de renováveis, os empreendimentos hidrelétricos de médio e grande porte apresentam, recorrentemente, impactos socioambientais de elevada magnitude. Em vista das UHEs, as PCHs e as CGHs podem se apresentar como soluções mais interessantes, uma vez que são viabilizadas a partir da instalação de pequenos reservatórios e tendem a situar-se em localidades mais próximas as áreas de consumo.

Figura 20: Energia contratada, por tipo de fonte, nos leilões de comercialização de energia (2005-2011)



Fonte: ONS (2012, p. 20).

Torna-se bastante notável, a partir dos dados apresentados na Figura 20, a priorização governamental atribuída à contratação de grandes usinas hidrelétricas (5º LEN; 1º LPE; 2º LPE; 3º LPE; 10º LEN e 11º LEN) e termelétricas a combustíveis fósseis – óleo diesel, óleo combustível, carvão mineral, gás natural e gás natural liquefeito [GNL] (2º LEN; 4º LEN; 6º LEN e 7º LEN).

De acordo com Pinto (2013) – visão também conjugada pela Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas – ABRAPCH (2014), o atual sucesso obtido pelas termelétricas movidas a combustíveis fósseis nos leilões de comercialização de energia deve-se, fundamentalmente, a dois fatores: a) incoerência da política governamental voltada ao planejamento e definição da estratégia de expansão da matriz elétrica nacional; e, b) má gestão e planejamento em torno do aproveitamento das fontes renováveis de energia disponíveis nas diferentes regiões do país. Soma-se a estes fatores a incoerência entre o cronograma de implantação de novas usinas e a construção da infraestrutura de transmissão necessária para que essa energia alcance seu destino de forma segura e confiável.

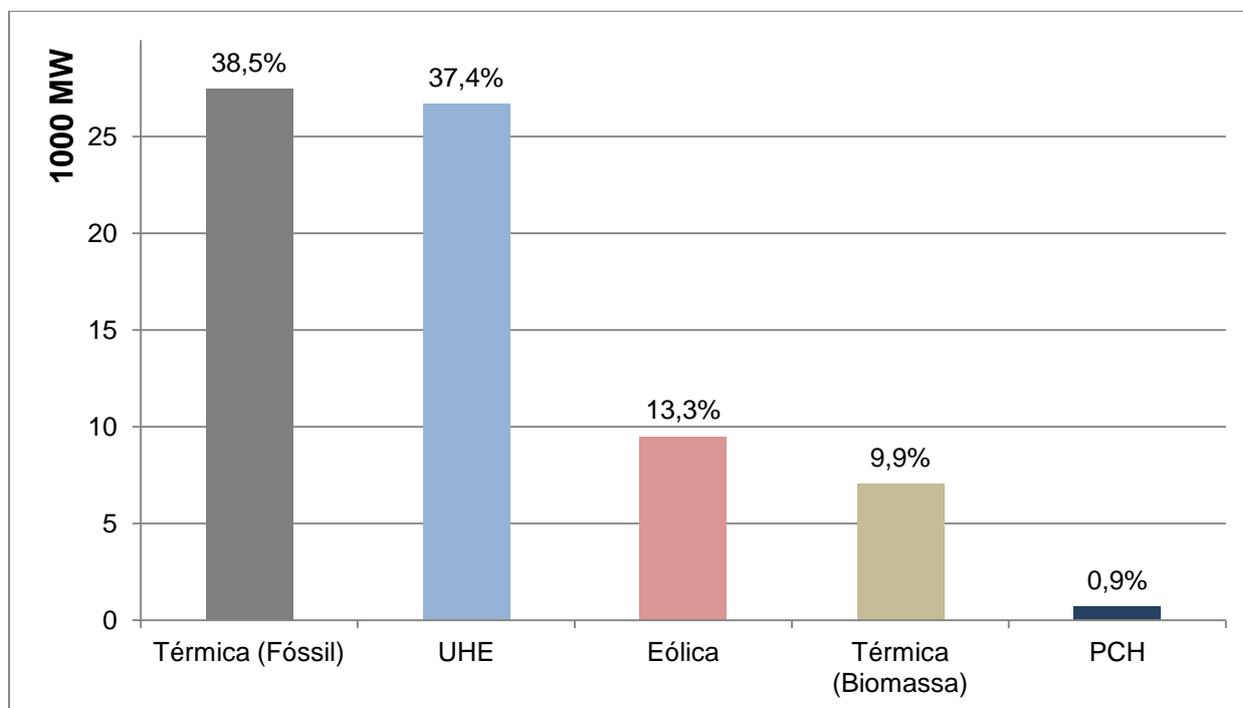
Corroborando desta perspectiva, Pugnali defende que, se devidamente contratadas – ou seja, se contratadas em percentuais equivalentes –, essas fontes (PCHs, eólica e biomassa) garantem segurança operativa ao SIN no atendimento da demanda. Por outro lado, considera esses elementos suficientemente esclarecedores para desqualificar os argumentos e justificativas apresentados em relatórios governamentais – e reproduzidos em discursos de autoridades a serviço do Estado – que pregam, quase que religiosamente, a necessidade de explorar potenciais hidráulicos na Amazônia e expandir a capacidade produtiva do parque termoelétrico nacional (movido a combustíveis fósseis) para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema de suprimento energético. Na atual conjuntura, Pugnali observa que até mesmo o destacado crescimento da fonte eólica na matriz elétrica deve ser analisado com cuidado. Orienta, nesse sentido, que,

“se não acompanhada da expansão, em proporção equivalente – da fonte hidrelétrica (PCHs e CGHs) e das termoelétricas a biomassa –, a fonte eólica somente fortalecerá a necessidade de ampliar a capacidade produtiva do parque termoelétrico convencional, diante da necessidade de suprir o déficit de energia característico do período úmido do ano (dezembro a abril)”.

Em Relatório Técnico desenvolvido pela ABRAPCH, em fevereiro de 2014, são demonstrados os somatórios referentes às fontes primárias de energia privilegiadas

pelo Governo Federal, através dos Leilões de Energia da Aneel, no período 2005-2013, como medida para garantir a segurança no suprimento e expandir a oferta de energia elétrica do sistema nacional (Figura 21).

Figura 21: Energia contratada nos leilões de comercialização de energia (2005-2013)



Nota: Os dados referem-se ao somatório de toda a energia negociada nos leilões promovidos pela Aneel desde 2005, quando da realização da primeira Rodada de Negociações.

Fonte: ABRAPCH (2014, p. 17).

As informações apresentadas pela ABRAPCH são reveladoras no que diz respeito à estratégia adotada pelo Governo Federal ao conduzir a política de expansão da capacidade produtiva do parque elétrico nacional. Observa-se, neste sentido, estar havendo uma priorização no desenvolvimento do sistema termoelétrico brasileiro em razão do sistema hidroelétrico e das demais fontes energéticas. Desde 2004, quando passou a vigorar o sistema de negociação por Leilões de Energia Elétrica, 38,5% de toda energia comercializada foi gerada a partir de usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis (óleo diesel, carvão mineral e gás natural), contando com mais um percentual de 9,9% proveniente de térmicas movidas à biomassa, o que equivale a 48,4% de todo montante de energia produzida no período (≈ 34.558 MW). A geração hidrelétrica contou com uma produção de aproximadamente 27.403 MW ($\approx 38,4\%$), dos quais 37,4% foram gerados a partir de UHE e somente 0,9% provenientes de PCHs. Por fim, a fonte eólio-elétrica apresentou uma importante imersão no mercado brasileiro

de eletricidade, com participação de 13,3% (≈ 9.496 MW) em relação ao volume total comercializado. Ao todo, as energias renováveis contribuíram com 61,5% (cerca de 43.900 MW) do montante de energia comercializado no período – percentual, este, muito inferior quando comparado à participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira no ano de 2012, as quais representavam um percentual de 83,3% (EPE, 2013).

Pugnaloni questiona, nesse sentido, a viabilidade de contratar energia hidrelétrica quase que exclusivamente da Região Amazônica quando 40%, no mínimo⁴³, do potencial hidrelétrico brasileiro concentra-se fora desta região e relativamente próximo ao centro de maior consumo (subsistema SE/CO). Além de requerer a construção de extensas linhas de transmissão, com elevados custos operacionais, há de se considerar as perdas decorrentes do sistema de transmissão⁴⁴ de energia a longas distâncias e a redução na confiabilidade e segurança do sistema, devido a maior exposição a processos de intemperismos e adversidades climáticas.

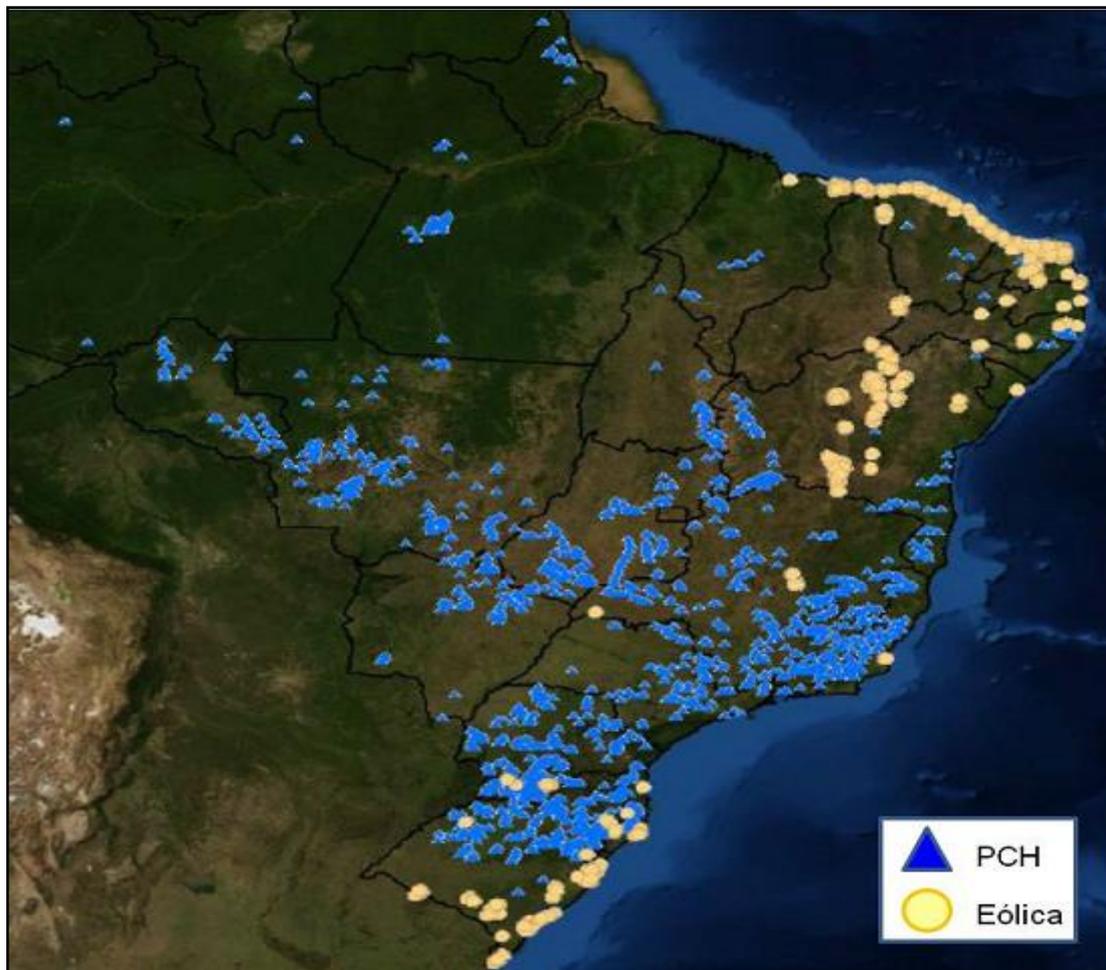
Dados da ABRAPCH (2014) demonstram que, atualmente, encontram-se em posse da Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos (SGH) da Aneel, 1.162 projetos de PCHs para serem analisados (alguns por mais de oito anos), equivalendo a um aproveitamento de 10.360 MW de potência. Muitos desses projetos estão programados para serem instalados justamente nas regiões que exercem maior pressão sobre o sistema elétrico: Regiões Sudeste e Sul, ou seja, os maiores centros de carga do país. Sem contar, que estas regiões encontram-se amplamente integradas ao SIN, não demandando, desta forma, a necessidade de implantação de extensas linhas de transmissão, o que garante economicidade e segurança ao sistema. Para Pugnaloni, a demanda atribuída atualmente às termelétricas convencionais poderia ser devidamente equacionada com a viabilização do potencial hidráulico presente em PCHs e CGHs localizadas no subsistema Sudeste e Sul, demonstradas na Figura 22. Na análise de Pinto (2013), além de convenientes sob o ponto de vista da confiabilidade do sistema, a instalação destas usinas de pequeno porte poderia

⁴³ Palestra proferida por Mauricio Tolmasquin à Câmara dos Deputados em 14 de setembro de 2011, durante o Seminário Internacional sobre Fontes Renováveis de Energia, abordando a temática “política energética e as fontes renováveis de energia”. Documento eletrônico, disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/a-camara/altosestudios/arquivos/apresentacao-de-seminario-fontes-renovaveis-de-energia/apresentacao-de-mauricio-tolmasquin/view>>. Acesso em 11 de março de 2014.

⁴⁴ Conforme dados da EPE (2013), em 2012, as perdas no sistema de transmissão foram da ordem de 17,6% (aproximadamente), o que equivale a cerca de 80.000 GWh. Nos subsistemas, as perdas corresponderam aos seguintes percentuais: sistemas isolados (38,6%), subsistema Norte (17,7%), subsistema Sudeste/Centro-Oeste (17,6%), subsistema Nordeste (19,6%) e subsistema Sul (14%).

compensar a instalação de novos projetos hidrelétricos de elevada magnitude na Região Amazônica.

Figura 22: Distribuição de potenciais hidráulicos (PCHs) e eólicos no Brasil



Fonte: Aneel (s/d *apud* PINTO, 2013, p. 21).

No Brasil, a geração hidrelétrica tem enfrentado dificuldades e impedimentos de natureza muito diversificada para viabilizar a implantação de novos empreendimentos. Tais condicionantes perpassam por complicações de ordem regulatória e legal, aliada a forte resistência de grupos e movimentos socioambientais, além das populações afetadas pelo projeto de implantação e operação dos empreendimentos (comunidades rurais, tradicionais e povos indígenas), entre outras implicações de ordem social, cultural, de saúde pública, etc⁴⁵. Este panorama torna-se ainda mais evidente a partir de dados apontados por Tolmasquim (2011), referentes ao 7º Leilão de

⁴⁵ Para mais informações a respeito dos fatores agravantes que influenciam diretamente na obtenção da licença prévia necessária à implementação de empreendimentos hidrelétricos, consultar: Conant & Gold (1981); Santos (2007); Bermann (2007), Goldemberg & Lucon (2011), Pinto (2013), ABRAPCH (2014).

Comercialização de Energia Nova (7º LEN), ocorrido em 30 de setembro de 2008. De acordo com o autor, apesar de todo o esforço governamental para obter licenças ambientais prévias para usinas hidrelétricas⁴⁶, de modo a legitimar sua participação no processo de negociação, somente a UHE Baixo Iguaçu (350 MW) foi habilitada para participar do certame. Por outro lado, quase uma centena de usinas térmicas convencionais (movidas a combustíveis fósseis), com mais de 22.000 MW de potência, obtiveram licença ambiental. O autor atribui a baixa participação da hidroeletricidade nos leilões de energia às condicionantes exigidas no processo de obtenção da licença ambiental prévia – procedimento demasiadamente complexo e duradouro.

Conforme mencionado anteriormente, a dificuldade de licenciar empreendimentos hidrelétricos tem motivado o desenvolvimento e instalação de usinas termoelétricas convencionais (TOLMASQUIM, 2011). Socher não somente corrobora desta visão como acaba por reforçá-la, ao mencionar que, em casos específicos, a expedição de licenças ambientais para implantação de novos empreendimentos termoelétricos tem ocorrido em tempo inferior a um ano, podendo ser emitida em até seis meses. Por outro lado, argumenta que o processo de obtenção de licenças ambientais para implantação de novos empreendimentos hidrelétricos pode arrastar-se por vários anos até que tenha seu desfecho outorgado, além de posteriores atrasos na entrega dos empreendimentos – frutos, em geral, de liminares judiciais motivadas por entidades e representações de classe afetadas direta ou indiretamente pelo empreendimento, por sua vez interessadas em paralisar ou suspender a construção da hidrelétrica para cumprimento de condicionantes ou medidas específicas, ou até mesmo anular em definitivo a instalação do empreendimento.

Para Pugnali, a participação pouco expressiva da fonte hidráulica nos leilões de contratação de energia nova (LEN) tem sido atribuída, recorrentemente, ao processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos. Essa argumentação, segundo ele, em boa parte defendida por órgãos e autoridades ligadas ao Governo, de toda forma, não procede. Considera, nesse sentido, haver uma insistência governamental em priorizar empreendimentos estruturantes de elevada magnitude, situados em regiões de grande sensibilidade socioambiental. Em geral, o processo de implantação das usinas é dificultado, nesta situação, em função da falta de transparência aliada à diversidade,

⁴⁶ Conforme apontado por Tolmasquim (2011), para que uma hidrelétrica seja licitada, são necessários estudos de inventário e de avaliação ambiental integrada de bacias hidrográficas, estudos de viabilidade técnico-econômica e de impacto ambiental de usinas, além do plano de expansão do sistema (usinas e interconexões) que minimiza a soma dos custos de investimento e operação.

dimensão e alcance das manifestações e questionamentos sociais em vista da complexidade de fatores envolvidos na construção e operação deste empreendimentos, por vezes não atendidos de forma conveniente e satisfatória, o que leva a população a se posicionar contrariamente à instalação de aproveitamentos hidrelétricos de médio e grande porte. No caso das PCHs e CGHs, o fator limitante não se dá em função de processos de resistência social. Ao contrário, estas usinas contam como relativo aceite da comunidade. Contudo, aplicam-se sobre elas, atualmente, questões regulatórias e atenuantes legais excessivos que, por vezes, desestimulam os agentes empreendedores. Ademais, este quadro é ainda mais agravado pelo fator preço, relativamente superior quando comparado às usinas de médio e grande porte. Pugnaroni atribui a falta de competitividade destas fontes primárias à política de preços praticada pela EPE e pela Aneel nos leilões de energia. Considera, nesse sentido, inexequíveis os preços fixados para o setor⁴⁷.

Por sua vez, Socher apresenta elementos que corroboram a visão de Pugnaroni. Afirma, nesse sentido, que apesar da tecnologia encontrar-se bem consolidada no mercado brasileiro de eletricidade, as PCHs competem atualmente com o fator preço. Indica, nesse sentido, que a criação do Proinfa atraiu empresas de diferentes ramos de energia que se instalaram no país e desenvolveram uma base industrial nacional. Cita como exemplo, a indústria eólica, a qual se consolidou no mercado nacional e passou a reduzir significativamente os custos de produção de empreendimentos eólicos, viabilizando financeiramente a exploração comercial da fonte. Isso refletiu diretamente sobre o mercado das PCHs, conforme indicado por Socher:

“a partir do momento que o preço da energia eólica caiu para níveis abaixo das PCHs – e como hoje, pelo sistema de leilão, elas concorrem diretamente – as PCHs acabaram ficando fora”.

⁴⁷ Atualmente, o preço elevado constitui-se na principal barreira para a contratação de energia proveniente das PCHs e CGHs. De acordo com a ABRAPCH (2013), até outubro de 2013, o valor-teto fixado pela EPE para contratação desta fonte de energia era de R\$ 112/MWh, quando foi reajustado em R\$ 144,00/MWh, viabilizando, em apenas dois meses, cerca de 50% de todo volume de energia comercializado por esse tipo de usina nos leilões da Aneel. O preço ideal, para tornar competitiva a atividade, deveria ser fixado em R\$ 165,00/MWh, o que possibilitaria viabilizar cerca de 9.200 MW de potência. Na visão da ABRAPCH, este montante seria suficiente para liquidar a necessidade de contratação de energia de termelétricas movidas a óleo diesel, gás natural e óleo combustível, com custos acima de R\$ 600,00/MWh, o que onerou o sistema em R\$ 23 bilhões referentes à contratação de 13.000 MW de potência para suprir o déficit de energia estabelecido no setor durante o último mês de 2013 e nos dois primeiros meses do corrente ano. Custo, esse, a repassado e rateado entre o conjunto de consumidores, geradores e comercializadores de energia elétrica.

Na visão de Pugnaroni, essa concepção constitui-se na grande inadequação e incoerência praticada atualmente pelo sistema de comercialização de energia elétrica. Nos leilões de energia, as PCHs e as usinas eólicas são colocadas como concorrentes, enquanto na dinâmica de funcionamento e oferta de energia elétrica ao sistema, elas operam em regime de complementaridade. O pico de produção das PCHs ocorre em períodos úmidos, enquanto o pico de geração das eólicas dá-se em períodos secos. Isso recai sobre outros energéticos renováveis, a exemplo da biomassa. Afirma, nessa perspectiva, que “há de se ter em mente que PCHs, eólicas e térmicas a biomassa operam como fontes complementares, então não deveriam ser colocadas como concorrentes em leilões de energia”.

Tolmasquim (2011, p. 198) acredita, no entanto, que indiferentemente deste cenário atual de forte resistência, “a expansão da geração elétrica necessária para atender ao crescimento da economia brasileira se dará por meio da hidreletricidade, componente importante da matriz de oferta, assim como pelas demais fontes renováveis e térmicas complementares”. O autor reconhece e ressalta, nesse sentido, o fato de haver um direcionamento e um esforço coletivo dos órgãos de governo para explorar grandes empreendimentos hidrelétricos na Região Amazônica, a exemplo dos aproveitamentos hidráulicos que já vem ocorrendo no rio Madeira (UHE Santo Antônio e Jirau) e no rio Xingu (UHE Belo Monte), assim como a inventariação do potencial hidrelétrico dos rios Tapajós, Jamanxim e Teles Pires.

Outro energético renovável que vem encontrando dificuldades em acessar e alavancar seu processo de desenvolvimento no mercado é a biomassa. No 1º Leilão de Fontes de Energia Alternativas (1º LFA), realizado em 2007, foram cadastrados 46 projetos de biomassa (1.282 MW) na EPE. Destes, 20 projetos (658 MW) não foram habilitados por falta de licenciamento ambiental e/ou outorga de recursos hídricos. Ao final, apenas 447 MW foram contratados. Ainda em 2007, no 4º Leilão de energia de ajuste (LAJ), foram cadastrados 50 projetos a biomassa (555 MW). Destes, 14 não foram habilitados pelas mesmas razões anteriormente mencionadas, retirando 490 MW da oferta potencial (TOLMASQUIM, 2011).

Na visão de Pugnaroni, mudanças no sistema de contratação de energia poderiam equacionar esses problemas. Esse processo poderia ser corrigido, inicialmente, mediante a realização de leilões de energia regionalizados; ou seja, voltados ao aproveitamento das fontes energéticas de maior disponibilidade e potencial de aproveitamento dispersas nas diferentes regiões do país. Complementarmente,

defende a realização de leilões por tipo de fonte energética, tornando público a quantidade de energia a ser contratada no leilão sem a necessidade de fixar preço-teto, visto que a concorrência entre os agentes de mercado tenderiam a ajustar adequadamente o preço⁴⁸. Ademais, o parâmetro de análise a ser adotado na definição da quantidade de energia a ser contratada em cada leilão regional deveria ser balizado em vista da demanda de carga a ser suprida no respectivo subsistema, priorizando a contratação de energia nas proximidades dos centros de consumo.

Por fim, duas considerações em torno do mercado de energias renováveis merecem ser destacadas. Inicialmente, Coelho (2012, p. 29) afirma que “um dos principais argumentos contra o uso de energias renováveis diz respeito à inviabilidade econômica frente aos combustíveis fósseis”. Contudo, na visão do autor, este discurso já não se sustenta, visto que o Brasil dispõe de inúmeras iniciativas que demonstram a viabilidade das fontes renováveis de energia. Por outro lado, Pereira et al. (2006) advertem que grande parte dos potenciais investidores e produtores do setor energético brasileiro não dispõem de informações nem de conhecimento, com embasamento científico adequado, sobre as reais oportunidades de aproveitamento das fontes renováveis de energia e, por conta disso, tendem a evitar os riscos econômicos e financeiros associados ao desenvolvimento de projetos nessa área.

No Capítulo III, ora apresentado, foram abordadas as principais reformas trazidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB e suas influências sobre o setor de geração de energia elétrica. Também foi apresentado o perfil da matriz elétrica brasileira, dando destaque para a participação das energias renováveis, sua evolução e perspectivas de crescimento em vista das políticas governamentais de planejamento delineadas para promover a expansão da oferta interna de energia. Por sua vez, o Capítulo IV, a ser apresentado na sequência, reserva-se à análise em torno da atuação da Copel no mercado de geração de energia elétrica. Busca-se compreender, à luz da organização e conjuntura de funcionamento do SEB, os fundamentos e perspectivas que delineiam a atuação da Companhia em matéria de aproveitamento das fontes renováveis de energia para fins de produção de eletricidade.

⁴⁸ Observa, neste sentido, que regras específicas poderiam ser regulamentadas para assegurar a lisura do certame e reprimir tentativas de formação de cartel entre os agentes de geração participantes do leilão.

CAPÍTULO IV

4 COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA: PERSPECTIVAS DE ATUAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

4.1 CONTEXTO HISTÓRICO E ARRANJO INSTITUCIONAL

4.1.1 O Surgimento da Copel: Conjuntura Histórica

Estudos da UFPR (1994) demonstram que o Brasil acompanhou o movimento internacional que se instaurou em torno do desenvolvimento e implementação de sistemas elétricos, particularmente a partir das primeiras décadas do século XX. A incorporação e reprodução, pelas elites governantes, do pensamento modernizador e progressista que se difundia em âmbito internacional e a influência exercida pela expansão da economia cafeeira, estimulando o desenvolvimento industrial e a estruturação e aprimoramento das cidades (transportes, comunicações, saneamento, urbanização, iluminação pública) constituíram-se em fatores de estímulo ao desenvolvimento do SEB. Enquanto elemento de modernização, a energia elétrica passou a constituir-se num dos fatores de aceleração da reprodução do capital. Entre 1883 e 1892, o setor elétrico brasileiro dava seus primeiros passos em direção ao desenvolvimento deste segmento: construía-se a primeira usina geradora de energia elétrica – a Ribeirão do Inferno, em Diamantina, Minas Gerais; instalava-se a primeira linha de bondes elétricos, interligando Rio de Janeiro a Niterói; e inaugurava-se, na cidade de Campos, Rio de Janeiro, o primeiro sistema de iluminação pública municipal a partir de uma central de geração termelétrica, pioneira no Brasil e na América do Sul.

Seguindo a trajetória nacional, o Paraná foi implementando progressivamente seus sistemas de abastecimento de energia elétrica, inicialmente dimensionados a nível local (câmaras municipais) e de modo a suprir as demandas de iluminação pública e, posteriormente, transportes. De forma efetiva, o advento da eletricidade chega ao Paraná em 1886, ainda no período imperial, quando, ao rememorar a emancipação política do Estado, Curitiba inaugurava a sua primeira lâmpada elétrica, instalada no Passeio Público da cidade. Em 1889, o Paraná inaugurou a sua primeira usina de

geração de energia elétrica: a usina térmica de Capanema, considerada entre as mais antigas do Brasil. Décadas mais tarde, em 1931, em resposta à crescente demanda por eletricidade (sobretudo para abastecer Curitiba), inaugurou-se a usina hidrelétrica de Chaminé, no rio São João, considerada a primeira usina de porte do Estado. Com 9.000 kW de potência instalada, esta usina levou à interrupção e consequente desativação da termelétrica de Capanema, até então fornecedora de energia elétrica para a capital. Iniciava-se, neste sentido, a marcha em direção à exploração de aproveitamentos hidrelétricos no Estado do Paraná (UFPR, 1994).

O desenvolvimento do setor elétrico paranaense – e, conseqüentemente, da Companhia Paranaense de Energia (Copel) – encontra-se intrinsecamente imbricado no processo de formação econômica do Paraná, sendo amplamente influenciado pela dinâmica de transformação econômica e social do Estado, de forma bastante evidente a partir da década de 1930. De acordo com Padis (1981, p. 125), “até a década de 1930, o Paraná não passava de uma economia periférica no sistema econômico brasileiro. E, além de periférica, bastante precária”⁴⁹. Para o autor, uma verdadeira revolução irá ocorrer na economia do Estado a partir deste período, decorrente dos intensos fluxos migratórios – sejam de origens nacional ou estrangeira – que adentraram o Paraná, ocupando o seu território e dando origem ao processo de formação das cidades. Ademais, estudos do Ipardes (1989) demonstram que, a partir da década de 1940, este processo de ocupação foi amplamente intensificado pelo desenvolvimento da indústria cafeeira, instituindo as condições necessárias para alavancar, anos mais tarde, o crescimento da indústria estadual. Essa conjuntura exerceu influência determinante sobre o processo de desenvolvimento do setor elétrico paranaense.

Em 1947, durante o governo de Moisés Lupion, a Secretaria de Viação e Obras Públicas do Paraná instalou o Serviço de Energia Elétrica do Estado, sendo este transformado, no ano seguinte, no Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), dotado de autonomia administrativa e financeira. Posteriormente, em 1953, Bento Munhoz da Rocha instituiu, em seu governo, o Fundo de Eletrificação do Estado do Paraná, por intermédio da Lei n.º 1.384, do corrente ano. Enquanto o fundo destinava-

⁴⁹ Conforme observado por Nicholls (1971), o Paraná ficou distante da principal corrente político-econômica que marcou a história do Brasil até meados do século XIX: o ciclo da cana-de-açúcar, primeira grande riqueza agrícola e industrial do país e principal base da economia colonial nos séculos XVI e XVII. Tanto é verdade que, até 1872, verificava-se um vazio populacional na ocupação das regiões interiores do sul brasileiro. Neste ano, o Paraná contava com uma população de apenas 127.000 habitantes, majoritariamente concentrada na região próxima à Curitiba. Em 1920, ou seja, há praticamente um século atrás, a população paranaense restringia-se a cerca de 686.000 habitantes.

se ao financiamento da construção, ampliação e conservação de obras de eletrificação sob o domínio do Estado, a Lei autorizava a criação de uma sociedade de economia mista voltada a planejar, construir e explorar sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica no Estado do Paraná. Dada às condições fundamentais necessárias, cria-se, em 1954, por meio do Decreto Estadual n.º 14.947, a *Companhia Paranaense de Energia Elétrica* (COPEL), uma sociedade de economia mista dedicada à exploração dos serviços de energia elétrica no Estado do Paraná (UFPR, 1994).

Uma vez efetivado o processo de fundação da Copel, o Paraná passou a contar com duas agências estaduais de energia elétrica – em vista do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), criado em 1948. Não demorou muito para que os conflitos de competência entre as agências se manifestassem. Dada à situação, e com o intuito de legitimar o controle efetivo do setor de energia elétrica, o governo estadual instituiu, em 1956, o Decreto n.º 1.412, centralizando na Copel todas as ações governamentais de planejamento, construção e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica no Estado do Paraná – integralizando, inclusive, os recursos do Fundo de Eletrificação estadual. Coube-lhe, a partir de então, a responsabilidade pela construção dos grandes sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia previstos no Plano de Eletrificação do Paraná. Estudos da UFPR (1994, p. 127) demonstram com muita propriedade a importância deste momento histórico para o setor elétrico estadual:

“não se estava apenas transferindo bens materiais móveis e imóveis, mas, acima de tudo, poderes e competências para exploração de um dos mais poderosos ramos da economia e da infraestrutura. O que estava sendo transferido à Copel era principalmente o **poder** de planejar, produzir e comercializar a energia elétrica do Paraná” (grifo no original).

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 Econômico⁵⁰), federais (BNDES e Eletrobras), e internacionais (da USAID - Agência

⁵⁰ Sob a administração da Companhia de Desenvolvimento Econômico do Paraná (CODEPAR), o Fundo de Desenvolvimento Econômico (FDE) foi instituído em 1962 com o objetivo de financiar investimentos públicos no setor de energia elétrica e empreendimentos da iniciativa privada em áreas industriais consideradas essenciais ao processo de industrialização do Paraná (IPARDES, 1989).

Estadunidense para o Desenvolvimento Internacional e do Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID). “A partir daí, assistiu-se ao deslanche da Copel que, rapidamente, passou a atender quantidade cada vez maior de municípios; tirou da gaveta ambiciosos e bem-sucedidos projetos de construção de usinas hidrelétricas e termelétricas e chegou, finalmente, a absorver outras empresas privadas de energia” (UFPR, 1994, p. 111). De acordo com Magalhães Filho (1999), somente no período 1960-1964, houve um crescimento de 74% em relação ao potencial instalado de geração de energia elétrica no Paraná, sendo que a Copel aumentara sua produção de 34 milhões de kWh, em 1961, para 180 milhões em 1965.

Em 1979, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica passou por um processo de reestruturação institucional, na qual tivera sua razão social alterada, atendendo sob a nova designação de “*Companhia Paranaense de Energia*”. Na visão de Magalhães Filho (1999), tal alteração constituiu-se num indicativo de que a Companhia vinha se preparando internamente com o intuito de expandir a sua atuação no mercado, projetando explorar novos segmentos da economia em atividades futuras.

Acompanhando a onda desenvolvimentista que se alastrou pelo Brasil na década de 1970, a economia paranaense vivenciou um período de rápida expansão, marcado por profundas transformações em seu perfil. De acordo com Nicholls (1971), após séculos de relativa estagnação e inércia econômica, a atividade agrícola foi responsável por projetar a economia paranaense no cenário nacional e consolidá-la como uma das mais dinâmicas do país. Para Magalhães Filho (1999, p. 55), os anos setenta representam para o Paraná “o segundo grande processo de transformação econômica e social em menos de meio século (o primeiro dera-se com a expansão cafeeira das décadas de 1940 e 1950)”. Essa nova conjuntura econômica, incrementada pelo acelerado processo de urbanização, exerceu forte influência sobre o desenvolvimento do setor elétrico paranaense – permanentemente pressionado pela crescente demanda de energia elétrica que se verificava no Estado. Tanto é verdade, que a década de 1980 foi marcada pelo intenso crescimento do mercado paranaense de eletricidade, exigindo esforços cada vez maiores da Copel para atender quadros de crescente demanda (MAGALHÃES FILHO, 1999).

Se até o final da década de setenta a Copel já dispunha de importantes empreendimentos de geração de energia elétrica (a exemplo da Usina Governador Parigot de Souza, inicialmente conhecida como Capivari-Cachoeira, inaugurada em 1971 sob o legado de maior usina em funcionamento no Sul do Brasil até o período), foi

a partir dos anos 1980 que a Companhia consolidou-se como empresa de referência na geração de energia a partir do aproveitamento de potenciais 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 (MORI, 2011).

De acordo com a UFPR (1994), a década de 1990 pode ser caracterizada como o período de consolidação da Copel no mercado brasileiro de eletricidade. A demanda que se impunha recorrentemente ao setor elétrico estadual desde as primeiras décadas do século XX foi determinante para que o Paraná priorizasse a hidroeletricidade como fonte energética estratégica na política de desenvolvimento e expansão do setor. Apesar dos empreendimentos hidráulicos requererem altos investimentos (tanto na aquisição dos equipamentos operacionais como em função do tempo despendido para a instalação da planta geradora), a produção de energia hidráulica apresentava, em longo prazo, destacada viabilidade produtiva em relação à termoeletricidade, ofertando quantidades elevadas de energia a preços significativamente inferiores. Atuando no segmento de hidroeletricidade desde a década de 1950, a Copel tornou-se uma empresa de referência neste setor, sendo solicitada a prestar serviços de consultoria a inúmeros países, tais como: Colômbia, Zimbábue, Venezuela, China, Chile, Marrocos e Alemanha, por sua vez interessados em obter informações técnicas na área de operação de usinas hidrelétricas. De acordo com a UFPR (1994, p. 171), “sua trajetória e o *know-how* adquirido proporcionaram-lhe em seus quarenta anos de existência uma posição que justifica hoje sua projeção no mercado internacional de eletricidade”.

O processo de consolidação da Copel coincidiu com um período de profundas transformações na conjuntura político-econômica mundial, marcado pela crença no liberalismo econômico. Defendendo a tese da emancipação econômica, livre de qualquer iniciativa de intervenção estatal, esta corrente desencadeou um processo que viria a influenciar decisivamente o setor brasileiro de prestação de serviços públicos, sobretudo em áreas estratégicas da economia, como é o caso do setor elétrico. De maneira muito peculiar, esses ideais liberais atingiram o Estado do Paraná e,

consequentemente, a Copel, na gestão do então governador Jaime Lerner. Com o avanço da ótica privatista que caracterizara o âmbito político-econômico a partir dos anos 1990, a Copel tornou-se foco de pressões estratégicas interessadas na privatização da Companhia, decorrentes prioritariamente de seu acionista controlador: o Governo do Estado do Paraná. Na visão de Pessali e Serra (2000 *apud* MORI, 2013), três aspectos constituíram-se como fatores de relevância e motivaram o contexto deste processo decisório: a) o projeto político de transformar a economia paranaense de predominantemente agrícola para eminentemente industrial; b) a necessidade de um esforço máximo de autossuficiência da empresa, em função da deterioração das contas públicas no período; c) e a valorização da empresa enquanto ativo do Estado passível de liquidação (principalmente para uso no gerenciamento da dívida pública). Em meio a um contexto de interesses difusos e antagônicos, instituiu-se no campo político um cenário de forte resistência à decisão governamental, por sua vez massivamente apoiado por entidades populares e movimentos sociais contrários à privatização. Diante de tal repercussão, o governo viu-se obrigado a recuar no prosseguimento da proposta, o que evitou a privatização da Companhia.

Acompanhando as transformações ocorridas na dinâmica de funcionamento do SEB a partir dos anos 1990, até sua consolidação, em 2004, a Copel passou a diversificar e expandir seus segmentos de atuação como estratégia para ampliar seus mercados, dentro e fora do Estado do Paraná, conforme abordagem apresentada a seguir (tópico 4.1.2).

A partir dos elementos apresentados nesta análise, é possível compreender que os fundamentos que motivaram a criação da Copel, e também o seu desenvolvimento, encontram-se intrinsecamente imbricados no processo de formação econômica do Estado do Paraná. A Copel surge com a missão de alavancar o processo de desenvolvimento do setor elétrico paranaense, assegurando as condições básicas de suprimento da demanda interna de eletricidade. Parece existir uma convergência na argumentação dos diferentes autores, por ora abordados, no sentido de que a Copel constituiu-se, desde a sua origem, num instrumento de promoção e estímulo ao desenvolvimento social e econômico do Paraná. Parece ser inevitável, também, abordar o histórico de desenvolvimento da Copel sem sobrepor-se à investigação em torno da dinâmica evolutiva de desenvolvimento do setor elétrico paranaense e sua inter-relação com o processo de formação econômica do Estado.

De modo geral, a organização do setor elétrico paranaense pode ser caracterizada por três momentos distintos ao longo de seu processo de desenvolvimento:

- a) Entre os anos 1870 e 1930 têm-se as descobertas e avanços em âmbito internacional que possibilitaram o desenvolvimento do setor elétrico, culminando na implantação dos primeiros empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil e, também, no Paraná. Constituíam-se em empreendimentos termelétricos e hidrelétricos de pequeno porte, majoritariamente de posse da iniciativa privada e com reduzida interferência do poder público, cuja aplicação priorizava o atendimento dos setores de iluminação e transportes. Os sistemas de geração e distribuição limitavam-se ao atendimento local ou regional, sendo o município responsável pela concessão, fiscalização ou prestação dos serviços;
- b) O período 1930-1960 caracteriza-se pela institucionalização do setor elétrico paranaense, abarcando um conjunto de medidas governamentais para alavancar o desenvolvimento do setor. Data deste período a criação do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), em 1948, do Fundo de Eletrificação do Estado do Paraná (1953) e da Copel, em 1954. Influenciado pelo sentimento nacionalista e pela centralização administrativa que caracterizara o período (regime militar), o setor elétrico passou por um processo de estatização, procedendo com o encampamento de empresas privadas de eletrificação. Foi um período marcado pela forte ingerência da esfera federal em torno do controle e condução da política energética, retirando dos Estados o domínio sobre o setor;
- c) No período 1960-1990 tem-se o processo de desenvolvimento e consolidação do setor elétrico paranaense, sendo ainda marcante a presença do Estado. Neste período, a Copel consolida-se no mercado brasileiro como empresa de referência no setor de eletricidade, diante de sua destacada presença e participação nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O conhecimento e experiência adquiridos pela Companhia em décadas de exploração e aproveitamento de potenciais hidrelétricos no Estado do Paraná garantiram projeção diferenciada da empresa nos mercados nacional e internacional de energia elétrica;

- d) A partir dos anos 1990, o setor elétrico passou a ser decisivamente influenciado pelas tendências liberais que adentraram o campo político-econômico, questionando a centralidade do Estado e sua interferência na economia. O setor passou a contar com ampla participação do setor privado. Diante desta conjuntura, novas configurações se estabeleceram em torno da indústria de energia elétrica, impondo novas condições de atuação aos agentes do setor. Em resposta a este novo arranjo estabelecido, a Copel passa a diversificar seus segmentos de atuação, dentro e fora do mercado de eletricidade, e para além das fronteiras físicas do Estado do Paraná.

4.1.2 Estrutura Organizacional e Segmentos de Atuação no Mercado

Como visto, a Copel foi fundada em 1954 sob a designação de “*Companhia Paranaense de Energia Elétrica*”, com a finalidade exclusiva de explorar os serviços de energia elétrica no Estado do Paraná. Anos mais tarde, em 1979, ao passar por um processo de reestruturação institucional, passou a denominar-se “*Companhia Paranaense de Energia*”, razão social na qual persiste até os dias atuais. Tal alteração constituía-se num indicativo de que a Companhia vinha orientando sua visão institucional para explorar novos mercados em horizontes futuros. Certamente, uma iniciativa arrojada e inovadora para a época. Recentemente, a Copel tem reafirmado esta visão de protagonismo ao promover uma ampla reforma institucional para fazer frente às novas configurações do mercado, especialmente a partir da consolidação do Novo Modelo Institucional do SEB, que passara a vigorar a partir de 2004.

Mori (2011) chama atenção, ainda, para as profundas transformações ocorridas na economia mundial e no âmbito empresarial diante do surgimento de novos agentes de mercado (grandes empresas e/ou grupos empresariais, inclusive multinacionais), pelo conseqüente avanço da oligopolização da economia e diante do expressivo desenvolvimento tecnológico. Essa conjuntura deu origem a um processo de *organização industrial*, reivindicando a formulação de novas estratégias empresariais para garantir a permanência no mercado. Nesse sentido, entende que,

“atualmente, a análise do crescimento da firma vem ocupando um papel central nas ciências empresariais e envolvendo uma extensa gama de conceitos (crescimento intensivo, diversificação horizontal e vertical, diversificação

concêntrica e em conglomerado, coerência produtiva, competências empresariais, entre muitos outros) e abordagens teóricas” (MORI, 2011, p. 30).

De acordo com Mori (2011), um dos temas mais interessantes que vêm sendo debatidos recentemente neste contexto diz respeito às oportunidades e estratégias de crescimento diversificado que vem sendo adotadas por empresas atuantes no setor de infraestrutura, as quais se aproveitam de sinergias presentes nas atividades de tais setores para planejar a estratégia de expansão empresarial. Como tendência, o autor demonstra que as empresas de energia elétrica adotaram, inicialmente, uma estratégia de crescimento intensivo, visando obter ganhos de especialização proporcionados pela priorização de seus segmentos e atividades de maior tradição, partindo do princípio que a especialização tornaria a empresa mais eficiente em sua atividade central e, por consequência, mais capaz de expandir seus negócios nos produtos ou mercados relativos a tal atividade. Contudo, num segundo momento, observa que as estratégias de crescimento empresarial fundamentaram-se em vertentes teóricas mais elaboradas e ambiciosas, projetando a participação das firmas para além de suas atividades e segmentos de atuação preponderantes.

Assim como ocorreu em diversos segmentos da economia, o SEB foi amplamente receptivo à estratégia da diversificação das atividades produtivas, sendo esta uma iniciativa de obtenção de novos mercados (com novos produtos) em segmentos da economia relacionados ou não com a atividade de maior tradição da empresa. Entre outras justificativas, as empresas passaram a adotar a estratégia da diversificação dos sistemas produtivos com os seguintes objetivos: a) aumento da lucratividade através de economias de escopo, diante da percepção de que a união dos negócios pode proporcionar taxas de retorno mais elevadas; b) redução de riscos, uma vez acreditando que, ao operar vários mercados ao mesmo tempo (cada um deles com fluxos de caixa distintos), poderia haver uma redução dos riscos empresariais em função da diluição de possíveis perdas individuais no resultado geral das atividades da empresa; c) e poder de mercado, diante da percepção de que as atividades diversificadas podem propiciar às empresas maior poder de negociação no mercado, inclusive através de práticas anticompetitivas, como subsídios cruzados, práticas restritivas verticais, vendas casadas, entre outras estratégias (MORI, 2011).

O conceito de crescimento diversificado, apresentado por Mori (2011), foi absorvido de forma muito efetiva pela Copel em seu processo de reestruturação institucional recente, ao passo que tem sido utilizado de forma estratégica para

expandir a participação da Companhia no mercado. Em resposta às sucessivas reformas instituídas na dinâmica de funcionamento do SEB a partir dos anos 1990, a Copel procedeu, em 2001, com o processo de reestruturação societária⁵¹ da Companhia. Com o intuito de desverticalizar as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, foram criadas três subsidiárias integrais: a) a Copel Geração S.A.; b) a Copel Transmissão S.A.; c) e a Copel Distribuição S.A. Uma vez consolidada no mercado de brasileiro de eletricidade, a Copel manteve o mesmo espírito empreendedor apresentado em décadas passadas e inovou ao prever, em sua nova estrutura organizacional, a criação da Copel Telecomunicações S.A., voltada a explorar e prestar serviços nos segmentos de telecomunicações, comunicações e serviços correlatos. Torna-se notável a estratégia da Copel em apropriar-se do segmento das telecomunicações para expandir sua atuação no mercado⁵².

Uma década mais tarde, em 2011, a Copel Transmissão S.A. passou por um processo de cisão e extinção, enquanto a Copel Geração S.A. teve sua denominação social alterada para Copel Geração e Transmissão S.A., por sua vez assumindo os serviços de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, entre outros serviços correlacionados. O novo arranjo institucional da Companhia viria a se consolidar em 2013, com a fundação das subsidiárias *Copel Participações S.A.* e *Copel Renováveis S.A.* A primeira foi criada com a finalidade de participar em outras sociedades ou Fundos de Investimentos em Participações. Já a Copel Renováveis S.A. foi fundada com a missão de gerar, transmitir e comercializar energia oriunda de fontes renováveis de energia, entre outras atribuições.

Em vista das inúmeras alterações ocorridas em seu arranjo institucional, foi aprovado e consolidado, em outubro de 2013, durante a 187ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, o novo Estatuto Social da Companhia, o qual instituiu

⁵¹ Resolução Aneel n.º 258, de 03 de julho de 2001. Autoriza a reestruturação societária, a transferência das concessões da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, e a versão de seu patrimônio para fins de desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição.

⁵² Mori (2011) destaca que, em diversos países do mundo, as empresas atuantes no setor de energia elétrica passaram a atuar no setor de telecomunicações, principalmente interessadas na oferta de infraestrutura de redes e na expansão e desenvolvimento de duas tecnologias (das muitas que podem ser exploradas comercialmente): a fibra óptica e a *Powerline Communication* – PLC (a tecnologia que utiliza a rede elétrica de distribuição como meio de transmissão de voz, dados e vídeo). Outras empresas oriundas do próprio setor de telecomunicações também estão procurando uma maior aproximação junto às empresas de energia elétrica, através de parcerias estratégicas, em busca de um melhor aproveitamento das instalações dessas companhias. No Brasil, este fenômeno vem ocorrendo desde 1998, quando da privatização do Sistema Telebrás. A Copel, a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) e o Grupo AES foram protagonistas nesse processo, principalmente no que diz respeito à oferta de infraestrutura de redes de telecomunicações às próprias operadoras do setor.

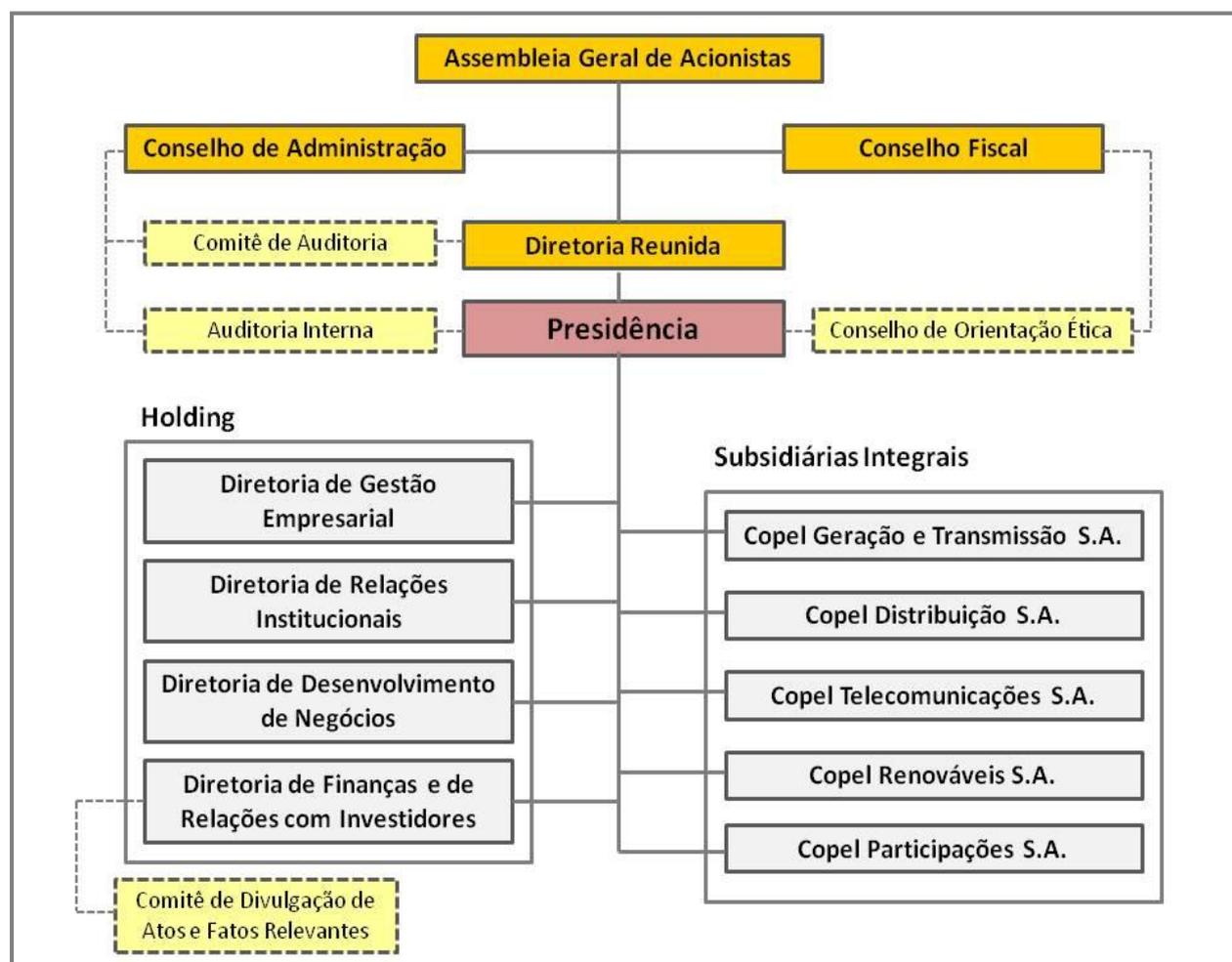
novas diretrizes e perspectivas no campo de atuação desta *holding*⁵³. Conforme estabelecido em seu Estatuto Social, a Copel constitui-se numa sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, e controlada pelo Governo do Estado do Paraná, destinada a (COPEL, 2013):

- a) Pesquisar e estudar, dos pontos de vista técnico e econômico, quaisquer fontes de energia provendo soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade;
- b) Pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, a transformação, o transporte, o armazenamento, a distribuição e o comércio de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica, de combustíveis e de matérias primas energéticas;
- c) Estudar, planejar, projetar, construir e operar barragens e seus reservatórios, bem como outros empreendimentos, visando ao aproveitamento múltiplo das águas;
- d) Prestar serviços, fornecer informações e assistência técnica, quanto ao uso racional da energia, a iniciativas empresariais que visem à implantação e desenvolvimento de atividades econômicas de interesse para o desenvolvimento do Estado, e;
- e) Desenvolver atividades na área de transmissão de informações eletrônicas, comunicações e controles eletrônicos, de telefonia celular, e outras atividades de interesse para a Copel e para o Estado do Paraná, ficando autorizada para estes fins, e para os mencionados nas alíneas “b” e “c”, a participar, majoritária ou minoritariamente, de consórcios ou companhias com empresas privadas.

Diante deste quadro de alterações institucionais, a Copel passou a contar com cinco diretorias e cinco subsidiárias integrais que cuidam de diferentes ramos de negócios da empresa. A nova estrutura organizacional desenhada para a Companhia é ilustrada na Figura 23.

⁵³ De acordo com Carvalhosa (2009, p. 14), “as *holdings* são sociedades não operacionais que tem seu patrimônio composto de ações de outras companhias. São constituídas ou para o exercício do poder de controle ou para a participação relevante em outras companhias, visando nesse caso, constituir a coligação. Em geral, essas sociedades de participação acionária não praticam operações comerciais, mas apenas a administração de seu patrimônio. Quando exerce o controle, a *holding* tem uma relação de dominação com as suas controladas, que serão suas subsidiárias”. Para mais informações, consultar a seguinte obra: CARVALHOSA, Modesto. *Comentários à lei de Sociedades Anônimas*. 3 ed. São Paulo: Saraiva, 2009. v. 4. Tomo II.

Figura 23: Estrutura organizacional da Copel



Fonte: COPEL, documento eletrônico⁵⁴.

Para Mori (2011), a Copel constitui-se numa das empresas brasileiras de energia elétrica com maior histórico de atuação como *multi-utility* (com atuação em diversos segmentos da economia). A companhia detém (ou deteve) participação em empresas que atuam em diversos setores de infraestrutura, tais como os de gás, carvão, saneamento e serviços relacionados à eletricidade, além do setor de telecomunicações. Como exemplos, podem ser citadas as participações acionárias da Copel em empresas como a Compagas (gás), a Dominó Holding (saneamento), a Escoelectric e a Copel-Amec Ltda. (serviços), a Carbocampel (carvão) e a Sercomtel (telecomunicações).

Em termos de controle acionário, e apesar de todas as mudanças organizacionais recentes e da tentativa de privatização durante o Governo Lerner, a Copel continua sob o controle do Governo do Estado do Paraná. Em termos de

⁵⁴ Seção Investimentos, Governança: Organograma. Documento eletrônico, disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Facopel%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F6A4717FF2AF94998032573FA0071A299#org>>. Acesso em 09 de fevereiro de 2013.

mercado acionário, a empresa – que abriu seu capital ao mercado de ações em abril de 1994 (Bovespa) – tornou-se, em julho de 1997, a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a ser listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque. Sua marca também está presente, desde junho de 2002, na Comunidade Econômica Europeia, com seu ingresso na Latibex – o braço latino-americano da Bolsa de Valores de Madri. A partir de maio de 2008, as ações da Copel passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da Bovespa, tornando ainda mais destacada sua marca e seu poder de atuação no mercado (MORI, 2011).

No que diz respeito ao setor elétrico, a Copel vem expandindo seus negócios em diversos estados brasileiros. São empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica que estão recebendo mais de R\$ 4 bilhões em investimentos, aumentando a capacidade instalada da empresa e ampliando sua participação no mercado de eletricidade. Atualmente, a Copel se faz presente em 10 Estados brasileiros, conforme representação ilustrativa apresentada na Figura 24.

Figura 24: Presença e atuação da Copel em Estados brasileiros



Fonte: COPEL, documento eletrônico⁵⁵.

⁵⁵ Investimentos: Copel publica mapa de expansão da empresa. Documento eletrônico, disponível em: <http://www.copel.com/ci/_edicoes/304/copel_no_brasil.jsp>. Acesso em 09 de fevereiro de 2013.

4.2 ATUAÇÃO DA COPEL EM MATÉRIA DE APROVEITAMENTO DAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

4.2.1 Participação das energias renováveis na matriz elétrica da Copel

Desde 1954, quando da sua fundação, a Copel interessou-se pela exploração e aproveitamento de potenciais hidráulicos dispersos nas diferentes regiões do Estado do Paraná. Este foi, sem sombra de dúvidas, o segmento que impulsionou o desenvolvimento e a consolidação da Companhia como empresa atuante no setor de geração de energia elétrica. Essa constatação torna-se ainda mais evidente a partir da abordagem estruturada a seguir, a qual se dedica a analisar a prioridade atribuída pela Copel às fontes renováveis de energia para fins de geração de eletricidade. Adota-se, como referência para o início da análise, o ano de 2004, data em que passou a vigorar o Novo Modelo Institucional do SEB. Observa-se, contanto, que nos últimos anos a Copel tem apostado na diversificação de sua matriz elétrica como estratégia para promover a expansão de sua capacidade produtiva, demonstrando interesse na exploração comercial de distintas fontes de energia – sejam elas de natureza renovável ou não renovável.

Em dezembro de 2004, a Copel contava com um parque de geração de energia elétrica composto por 18 empreendimentos próprios, sendo 17 usinas hidráulicas e uma termelétrica, movida a carvão mineral (Tabela 11). Dispondo de uma capacidade instalada de 4.550 MW, a Copel produziu, em 2004, 19.121 GWh de energia elétrica. Deste montante, 99,6% provinha de fontes renováveis (geração hidráulica), enquanto apenas 0,4% originaram-se da geração a partir da utilização de carvão mineral (COPEL, 2004). Esses dados corroboram, inicialmente, a prioridade depositada pela Copel, ao longo de sua existência, na exploração de potenciais hidráulicos, o que lhe garantiu amplo *know-how* e tradição como empresa de referência no setor. Por outro lado, observa-se que todos os empreendimentos que compunham o parque de geração de energia elétrica da Companhia situam-se em território paranaense, buscando aproveitar o potencial hidráulico presente nas diferentes regiões do Estado. Esta característica vem ao encontro dos fundamentos que justificaram a própria criação da Companhia, por sua vez encarregada pelo desenvolvimento do setor elétrico paranaense e pela expansão da oferta interna de eletricidade, como medida para garantir a segurança no abastecimento do mercado local.

Tabela 11: Usinas em operação, segundo capacidade instalada e datas de obtenção e vencimento das concessões (2004)

	<i>Empreendimentos</i>	<i>Rio/Localidade</i>	<i>Capacidade Instalada (MW) (1)</i>	<i>Concessões</i>	
				<i>Obtenção</i>	<i>Vencimento</i>
	Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	Iguaçu	1.676	24/05/1973	23/05/2023
	Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	Iguaçu	1.260	14/11/1979	15/11/2009
	Governador José Richa (Salto Caxias)	Iguaçu	1.240	02/05/1980	04/05/2010
	Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira)	Capivari-Cachoeira	260	23/04/1965	07/07/2015
	Guaricana	Arraial	36	13/08/1976	15/08/2006
	Chaminé	São João	18	13/08/1976	15/08/2006
	Apucarantina	Apucarantina	10	13/10/1975	13/10/2025
	Mourão	Mourão	8,2	20/01/1964	07/07/2015
Hidrelétricos	Derivação do Rio Jordão	Jordão	6,5	14/11/1979	15/11/2009
	Marumbi	Ipiranga	4,8	14/03/1956	(2)
	São Jorge	Pitangui/Tibagi	2,3	04/12/1974	04/12/2024
	Chopim	Chopim	1,98	20/03/1964	07/07/2015
	Rio dos Patos	Rio dos Patos/Ivaí	1,7	14/02/1984	15/02/2014
	Cavernoso	Cavernoso/Iguaçu	1,3	07/01/1981	08/01/2011
	Salto do Vau	Palmital	0,94	27/01/1954	(3)
	Pitangui	Pitangui	0,87	05/12/1954	(3)
	Melissa	Melissa	1	08/10/1993	(3)
		<i>Total</i>		<i>4.530</i>	-
Termelétricos (Carvão Mineral)	Figueira	Figueira	20	21/03/1969	26/03/2019
	<i>Total</i>		<i>20</i>	-	-
	TOTAL		4.550	-	-

Nota: (1) Informações não auditadas; (2) Em homologação na Aneel; (3) Usinas com capacidade inferior a 1 MW é efetuado apenas registro na Aneel.

Fonte: Copel (2004, p. 34).

Em termos de estrutura produtiva, a Copel encerrou o exercício de 2011 com um perfil semelhante ao apresentado em 2004, quer dizer: 18 empreendimentos de geração próprios, sendo 17 hidrelétricas e uma termelétrica, perfazendo uma capacidade instalada de 4.550 MW. Em 2011, esses ativos geraram 25.789 GWh, sendo 99,7% desse total oriundo de fonte hidráulica – portanto, de natureza renovável.

No entanto, importantes investimentos e aquisições visando expandir a capacidade produtiva foram realizados pela Copel neste período (2004-2011), a saber:

- a) Em 2006, a Companhia adquiriu 60% das quotas da El Paso Empreendimentos e Participações Ltda, controladora da Usina Termelétrica de Araucária (UTE Araucária). Movida a gás natural, a UTE Araucária tem 484,1 MW de capacidade instalada. A autorização para a usina operar como PIE foi concedida pela Aneel, em 1999, para um prazo de 30 anos – podendo ser prorrogada a pedido da interessada e a critério do Poder Concedente (COPEL, 2006);
- b) Em julho de 2007, ao formar o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, em parceria com a Eletrosul Centrais Elétricas S.A., a Copel obteve a concessão para instalação e operação comercial da UHE Mauá, no trecho médio do rio Tibagi, com potência instalada de 361 MW e custo orçado em R\$ 991,3 milhões. Inserido no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), o empreendimento conta com uma participação de 51% da Copel e 49% da Eletrosul. O projeto envolve a instalação de uma usina principal de 350 MW e uma PCH complementar, com 11 MW. Ainda em 2007, a Copel firmou uma parceria com a Eletrosul visando concorrer em leilões de energia com projetos de aproveitamento de potenciais hidráulicos localizados no Estado do Paraná – particularmente em se tratando das concessões das usinas de Salto Grande (no rio Chopim) e do Baixo Iguaçu, no rio Iguaçu (COPEL, 2007);
- c) Em 2008, a Copel adquiriu da “Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda”, controladora da “Centrais Eólicas do Paraná”, 70% do capital acionário referente a usina eólico-elétrica de Palmas, situada na porção sul do Estado do Paraná – da qual a Copel já participava com 30% do capital social. A usina opera com cinco aerogeradores de 0,5 MW cada, perfazendo uma potência total instalada de 2,5 MW. Apesar de a Copel ter adquirido a totalidade do controle desta usina em 2008, ela passou a ser incorporada ao parque de geração próprio da Copel somente em 2012 (COPEL, 2008);

- d) Em 2009, a Copel desenvolveu estudos e projetos visando expandir a capacidade produtiva da empresa. Destaca-se, nesse sentido, a aprovação junto a Aneel do projeto básico para implantação da PCH Cavernoso II, com investimento orçado em R\$ 120 milhões e potência instalada de 19 MW. A Companhia iniciou, também, estudos voltados ao aproveitamento hidrelétrico da UHE São Jerônimo, localizado no Rio Tibagi – empreendimento com capacidade instalada de 331 MW e investimento de R\$ 1,1 bilhão. A Companhia obteve, ainda, a prorrogação das concessões de operação de quatro empreendimentos hidrelétricos por um período de mais 20 anos, a saber: até 2029, para a UHE Governador Ney Aminthas de Barros Braga (UHE Segredo) e para a PCH Derivação do Rio Jordão; até 2030 para a UHE Governador José Richa (UHE Salto Caxias); e até 2031, para a PCH Cavernoso (COPEL, 2009);
- e) Em 2010, a Copel obteve concessões para construir e operar duas usinas que, somadas, incrementarão mais 319 MW de potência instalada ao sistema. Através do LEN n.º 003/10 Aneel, a Copel obteve a concessão para instalação e exploração da UHE Colíder, com 300 MW de potência instalada e prazo de 35 anos (até 2046). O projeto foi orçado em R\$ 1,5 bilhão. A UHE Colíder faz parte de um projeto que pretende instalar mais quatro aproveitamentos hidrelétricos no curso do rio Teles Pires, região norte do Mato Grosso. Paralelamente, ao comercializar a energia da PCH Cavernoso II (Leilão Aneel n.º 07/10), a Copel obteve outorga de autorização para implantação do empreendimento, autorizado pela Aneel em 2009 (COPEL, 2010);
- f) Em 2011, a Copel redirecionou suas estratégias de atuação voltadas à expansão de seu parque gerador, alinhando-se às tendências de expansão previstas pelo planejamento setorial delineado pelo Governo Federal em 2008⁵⁶. Diante do

⁵⁶ O ano de 2008 ficou caracterizado pela inflação dos preços de energia elétrica e pelas grandes negociações que estimularam o mercado de eletricidade no país. Somando-se a problemas estruturais de suprimento de combustível para geração termelétrica, o atraso das chuvas no início do ano levou o preço de energia de curto prazo a valores superiores a R\$ 500,00/MWh, renascendo a ameaça de inadimplência setorial e, até mesmo, a possibilidade de um novo racionamento no país (em vista do ocorrido entre 2001 e 2002). Em meio a este cenário de crise, importantes decisões e negociações governamentais de natureza estratégica foram tomadas para orientar o processo de expansão da matriz elétrica brasileira e garantir o abastecimento do sistema. Entre outras medidas, cabe destacar: a) inicialmente, o governo determinou o despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, resultando na elevação da conta dos consumidores para suprir um déficit da ordem de R\$ 1,8 bilhão; b) instaurou, também, licitação para comercializar (via LEN) a UHE Jirau, no rio Madeira, com 3.300 MW de capacidade instalada; c) determinou, ainda, a construção do sistema de transmissão para conectar as usinas do Madeira (Jirau e Santo Antônio) ao SIN e a implantação do linha Tucuruí-Manaus-Macapá, visando integrar os principais sistemas isolados remanescentes ao SIN – garantindo, assim, as condições necessárias para viabilizar e priorizar a exploração do potencial hidrelétrico presente na Região Norte do país; d) neste mesmo ano, o Governo Federal decidiu, ainda, retomar o Programa

novo cenário estabelecido, e das oportunidades oferecidas aos investidores, a Companhia orientou seu planejamento estratégico para participar de leilões de energia visando obter novas concessões de usinas hidráulicas, em especial de potenciais situados no Paraná e em rios da Bacia do Tapajós – atual fronteira de expansão hidráulica no país. No Paraná, com o objetivo de obter diferencial competitivo em leilões de energia, a Companhia iniciou, no corrente ano, estudos de viabilidade de quatro aproveitamentos no rio Piquiri e contratou estudos de cinco aproveitamentos no Rio Tibagi, antecipando-se a possível participação destes empreendimentos em leilões de energia futuros. São eles: UHE Tibagi Montante (32 MW), UHE Santa Branca (58 MW), UHE Telêmaco Borba (109 MW), UHE Cebolão Médio (120 MW) e UHE Limoeiro (142 MW). Em 2011, a Copel mantinha três empreendimentos hidrelétricos em construção: UHE Mauá, UHE Colíder e PCH Cavernoso II (COPEL, 2011).

No ano de 2012, a Copel passou a explorar os serviços de geração de energia elétrica através de 20 empreendimentos próprios, sendo 18 usinas hidráulicas, uma eólica e uma termelétrica, totalizando 4.736 MW de capacidade instalada. Esses ativos geraram 18.181 GWh, dos quais 99,6% desse montante são provenientes de fontes hidráulica e eólica – por sua vez, renováveis. Em 2012, a Resolução Autorizativa Aneel n.º 3.319, de 24 de janeiro de 2012, emitiu autorização para transferir a usina eólio-elétrica de Palmas – controlada, até então, pela Centrais Eólicas do Paraná – para a Copel. Uma vez realizada a transação, a usina passou a integrar efetivamente o parque de geração da Companhia. Na geração de energia, destaca-se, ainda, a entrada em operação comercial da UHE Mauá, com 363 MW de potência instalada, suficiente para atender cerca de um milhão de habitantes. O empreendimento foi implementado por meio do Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, que tem a participação da Companhia (51%) e da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49%). No corrente ano, a Copel assinou, também, um Acordo de Cooperação Técnica com outras oito empresas para desenvolver estudos nos rios Tapajós e Jamanxim, na Região Norte do Brasil. Tais estudos compreendem a avaliação ambiental integrada da bacia do rio Tapajós e

Nuclear Brasileiro, prevendo um incremento de pelo menos 5.400 MW até 2025 – incluídos 1.400 MW referentes à Usina de Angra III – ao sistema elétrico nacional. Neste processo decisório, dois fatores merecem ser ressaltados. Primeiramente, o modelo produtivo do sistema elétrico brasileiro, centrado estruturalmente no aproveitamento da hidroeletricidade, começa a internalizar novas possibilidades de geração elétrica – sobretudo, a partir de sistemas de produção termelétrica, como medida para garantir a estabilidade no abastecimento do sistema e manter o nível dos reservatórios em períodos críticos de estiagem. Por outro lado, o Brasil volta-se decisivamente ao aproveitamento do potencial hidrelétrico presente na Região Norte do país, direcionando e concentrando investimentos para viabilizar a exploração do potencial hidráulico da região (COPEL, 2008).

estudos de viabilidade técnica e ambiental de cinco aproveitamentos hidrelétricos, totalizando 10.682 MW de capacidade instalada. No rio Tapajós, os estudos destinam-se à avaliação das usinas de Jatobá, com 2.338 MW, e de São Luiz do Tapajós, a maior delas, com 6.133 MW. Já no rio Jamanxim, serão objeto de estudo as usinas de Cachoeira do Caí (802 MW), Cachoeira dos Patos (528 MW) e Jamanxim, com 881 MW de capacidade instalada (COPEL, 2012).

No ano de 2013, a Copel dispunha de um parque gerador composto por 21 empreendimentos próprios, sendo 19 hidrelétricas, uma eólica e uma termelétrica (movida a carvão mineral), totalizando um montante de 4.756 MW de capacidade instalada. Tais usinas foram responsáveis por gerar um montante anual de 24.420 GWh⁵⁷, sendo 99,7% desse total proveniente das fontes hidrelétrica e eólica; portanto, renováveis. No corrente ano, foram concluídas duas importantes obras de geração: a UHE Mauá, com capacidade instalada de 363 MW, e pertencente ao Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel (Copel Geração e Transmissão S.A. – Copel GeT) detém 51% de participação; e a PCH Cavernoso II, com 19 MW de potência instalada. Ambos, (os empreendimentos) encontram-se em operação comercial. A Companhia constituiu, ainda, consórcio com a participação de 30% para construir e explorar a UHE Baixo Iguaçu (350 MW), que está em construção no rio Iguaçu, Região Oeste do Paraná. Registra-se, ainda, a aquisição de mais 20% do capital da UTE Araucária, passando a deter 80% do capital social⁵⁸ (COPEL, 2013a).

No que tange à geração de energia elétrica, a Copel detinha, ainda, em setembro de 2013, participação societária em mais 10 empreendimentos de geração: 05 hidrelétricas, uma termelétrica e 04 eólicas. Essa participação confere, à Companhia, um incremento de mais 653 MW de capacidade instalada – proporcionalmente à participação de capital da Copel nos empreendimentos.

Os empreendimentos (usinas próprias e participações) que compunham o parque de geração de energia elétrica da Copel são apresentados na Tabela 12, a seguir.

⁵⁷ Contabilizando apenas a geração dos empreendimentos de propriedade integral da Copel, os quais representam um percentual de 90,7% da produção total. A produção de energia elétrica proveniente e proporcional à participação da Copel em diferentes empreendimentos de geração foi da ordem de 2.505 GWh (9,3%). Somada a produção gerada a partir de empreendimentos próprios com a produção advinda de participações da Copel em outros empreendimentos, a Companhia obteve uma produção anual de 26.925 GWh.

⁵⁸ Em 2006, a Copel havia adquirido 60% das quotas UTE Araucária. Em 2013, a Companhia adquiriu mais 20% das quotas, passando a deter 80% do capital social da termelétrica. Os outros 20% pertencem à estatal Petrobras.

Tabela 12: Capacidade instalada do parque gerador da Copel (set./2013)

<i>Usinas da Copel</i>		<i>Capacidade Instalada (MW)</i>	<i>Garantia Física (MW médios)</i>	<i>Vencimento da Concessão</i>	
Empreendimentos Próprios (100% do capital)					
Hidrelétrica	Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1.676	576	23/05/2023	
	Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260	603	15/11/2029	
	Governador José Richa (Salto Caxias)	1.240	605	04/05/2030	
	Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira) (1)	260	109	07/07/2015	
	Mauá (2)	185	100	03/07/2042	
	Guaricana	36	16,1	16/08/2026	
	Cavernoso II	19	10,6	28/02/2046	
	Chaminé	18	11,6	16/06/2026	
	Apucarantina	10	6,7	12/10/2025	
	Mourão (1)	8,2	5,3	07/07/2015	
	Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	15/11/2029	
	Marumbi	4,8	2,4	(3)	
	São Jorge	2,3	1,5	03/12/2024	
	Chopim (1)	2	1,5	07/07/2015	
	Rio dos Patos (1)	1,7	1	14/02/2014	
	Cavernoso	1,3	1	07/01/2031	
	Melissa	1	0,6	(4)	
	Salto do Vau	0,9	0,6	(4)	
	Pitangui	0,9	0,1	(4)	
		<i>Total</i>	<i>4.733,6</i>	<i>2.057,8</i>	<i>-</i>
Termelétrica	Figueira	20	10,3	26/03/2019	
	<i>Total</i>	<i>20</i>	<i>10,3</i>	<i>-</i>	
Eólio-Elétrica	Eólica de Palmas	2,5	(5)	28/09/2029	
	<i>Total</i>	<i>2,5</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	
Total		4.756,1	2.068,1	-	
Participações em Empreendimentos		Part. (%)			
Hidrelétrica	UHE Santa Clara (Elejor)	70	123,4	72,4	2036
	UHE Fundão (Elejor)	70	122,5	67,9	2036
	UHE Dona Francisca (DFESA)	23	125	78	2033
	UHE Lajeado (Investco S.A.)	0,8	902,5	526,6	2033
	PCH Júlio de Mesquita Filho (Foz do Chopim)	35,8	29,1	20,4	2030
	<i>Total</i>	<i>-</i>	<i>218,5</i>	<i>127,66</i>	<i>-</i>
Termelétrica	UTE Araucária (UEG Araucária)	80	484,1	365,2	2029
	<i>Total</i>	<i>-</i>	<i>387,3</i>	<i>292,16</i>	<i>-</i>
Eólio-Elétrica (6)	Eólica Boa Vista (São Bento Energia)	49,9	14	6,3	2046
	Eólica Farol (São Bento Energia)	49,9	20	10,1	2046
	Eólica Olho d'Água (São Bento Energia)	49,9	30	15,3	2046
	Eólica São Bento do Norte (São Bento Energia)	49,9	30	14,6	2046
	<i>Total</i>	<i>-</i>	<i>46,9</i>	<i>23,08</i>	<i>-</i>
Total		-	653	443	-
TOTAL		5.409	2.511	-	

Nota: (1) Concessão não renovada nos termos da Lei n.º 12.783/2013; (2) Corresponde à parcela da Copel (51%) no Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, responsável pelo empreendimento, com capacidade total instalada de 363 MW; (3) Em homologação na Aneel; (4) Usinas com capacidade inferior a 1 MW possuem apenas registro na Aneel; (5) Não possui garantia física; (6) Por meio dos despachos 3.318, 3.319, 3.320 e 3.321, de 2013, a Aneel atestou a entrada em operação das unidades geradoras a partir de 1º de setembro de 2013. No entanto, a operação comercial terá início somente após a conclusão das instalações de transmissão de acesso à rede básica, obras que não são de responsabilidade da São Bento Energia e que estão previstas para serem concluídas no início de 2015.

Fonte: Elaborado a partir de dados da Copel (2013a; 2013b).

Portanto, ao se considerar a capacidade produtiva dos empreendimentos próprios da Copel, acrescida da proporcionalidade com que a Companhia participa em diferentes usinas de geração, a Copel dispunha de aproximadamente 5.409 MW de capacidade instalada e garantia física de 2.511 MW médios. Considerando-se somente os empreendimentos próprios, a Copel encerrou o ano de 2013 detendo um percentual de 3,9% em relação à capacidade instalada no sistema elétrico nacional; 24% em relação à capacidade instalada na Região Sul e 54,5% em relação ao Estado do Paraná⁵⁹ (COPEL, 2013a; 2013b).

Na Tabela 13 apresenta-se, de forma comparativa, a evolução da participação das energias renováveis na matriz elétrica da Copel, tendo como referência os anos de 2004 e 2013.

Tabela 13: Evolução da participação das energias renováveis na matriz elétrica da Copel no período 2004-set./2013

Ano	Fontes Primárias		Capacidade Instalada			
			MW	%	Matriz elétrica (%)	
2004	Renováveis	Hidrelétricas	4.530	99,6	99,6	
	Não Renováveis	Termelétrica	Carvão Mineral	20	0,4	0,4
	Total		4.550	100	100	
2013(1)	Renováveis	Hidrelétricas	4.952,1	91,5	92,5	
		Eólio-Elétricas	49,4	0,9		
	Não Renováveis	Termelétricas	Carvão Mineral	20	0,4	7,5
			Gás Natural	387,3	7,2	
	Total		5.408,8	100	100	

Nota: (1) Considerando os empreendimentos de geração próprios e o percentual de participação da Copel em mais 10 empreendimentos geradores.

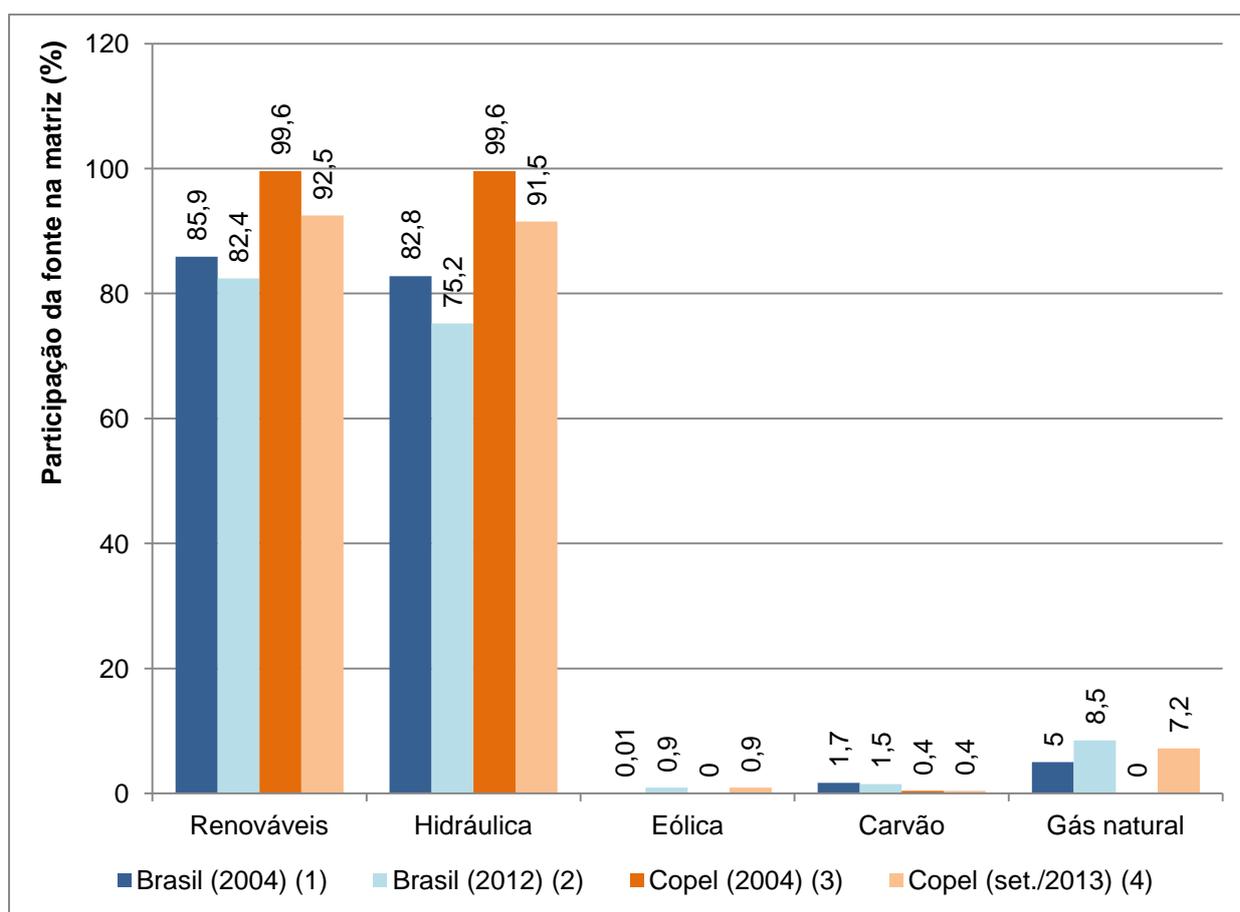
Fonte: Informações tabuladas a partir de dados da Copel (2004; 2013b).

⁵⁹ Não incluindo a energia proveniente da UHE de Itaipu e as usinas instaladas no rio Paranapanema.

A partir dos dados apresentados na Tabela 13, é possível observar um declínio na participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica da Copel. Enquanto, em 2004, as energias renováveis representavam 99,6% da capacidade produtiva da Companhia, em setembro de 2013, este percentual reduziu-se para 92,5% da capacidade instalada do seu parque de geração elétrica. Essa redução se explica, fundamentalmente, pela participação da Copel na UTE Araucária.

Na Figura 25, compara-se a evolução da participação das fontes primárias de energia entre a matriz elétrica da Copel e a matriz elétrica brasileira nos anos 2004 e 2013. Observa-se, nesse sentido, que estas matrizes praticamente se espelham, uma vez que apresentam dinâmicas evolutivas muito semelhantes.

Figura 25: Evolução dos percentuais de participação de fontes primária de energia na matriz elétrica brasileira e na matriz elétrica da Copel no período 2004-2013



Nota: (2) Os percentuais referem-se a dezembro de 2012; (1) e (2): para a matriz elétrica brasileira, não foram representados os percentuais de participação relativos aos anos de 2004 e 2012, respectivamente, para as seguintes fontes: termoneucleares (3,0% e 2,9%), termoelétricas a base de derivados do petróleo (3,0% e 2,9%), termoelétricas a biomassa (3,0% e 6,3%) e de outras fontes (recuperações, gás de coqueria e outros secundários), com percentuais de 1,8% em ambos os anos.

Fonte: Elaborado a partir de dados da: (1) EPE, 2006; (2) EPE, 2013; (3) Copel, 2004; (4) Copel, 2013b.

Demonstra-se, portanto, que em ambas as matrizes têm-se um decréscimo na participação das fontes renováveis de energia. A análise comparativa demonstrada na Figura 25 corrobora, ainda, a compatibilidade entre a política de planejamento assumida pela Copel e a política de planejamento estipulada pelo Governo Federal para expandir a oferta interna de energia elétrica no último decênio. Esse quadro reforça também a posição assumida por Tolmasquim (2011), e reafirmada por Pugnaroni e Socher, no que diz respeito à dificuldade encontrada para expandir a oferta de eletricidade a partir da geração hidráulica e a necessidade de buscar novas fontes para suprir este déficit de oferta. Tanto na matriz elétrica da Copel quanto na matriz elétrica brasileira, salvo algumas diferenciações, as fontes não renováveis de energia têm sido utilizadas para suprir este decréscimo de geração hidráulica – ao passo que constituem numa estratégia governamental para imprimir maior segurança ao sistema elétrico em períodos de estiagem. Conseqüentemente, este quadro tende a aumentar as emissões de GEE à atmosfera, contribuindo com as mudanças climáticas.

Ao se analisar, como objeto de estudo, a atuação da Companhia em matéria de promoção e desenvolvimento das fontes renováveis de energia, o ano de 2013 pode ser considerado como aquele em que se verificaram os maiores avanços em torno desta temática. Como visto, em outubro do corrente ano, a Copel passou por um processo de reestruturação institucional. Na oportunidade, foram criadas duas subsidiárias integrais da Companhia: a *Copel Renováveis* e a *Copel Participações*, ambas interessadas em explorar novas oportunidades e segmentos de mercado. À *Copel Renováveis*, coube a missão de concentrar investimentos da empresa em empreendimentos de geração de eletricidade a partir do aproveitamento de fontes renováveis de energia – um mercado em franca expansão na atualidade.

A resposta da nova subsidiária foi imediata. Através da *Copel Renováveis*, a Companhia adquiriu, em 2013, sete parques eólicos no Rio Grande do Norte, pertencentes ao Salus Fundo de Investimento em Participações, sucessor da Casa dos Ventos Energias Renováveis, com investimentos da ordem de R\$ 286,1 milhões. Somados, estes parques totalizam 183,6 MW de capacidade instalada, com entrada em operação comercial prevista para 2014 e 2015. A energia destes empreendimentos foi comercializada em dois leilões de energia, sendo diferenciadas as condições de preços, prazos para início de suprimento e vencimento das autorizações (Tabela 14). Toda a energia a ser produzida nestas unidades será comercializada por meio de contratos com prazos de 20 anos.

Tabela 14: Usinas eólicas adquiridas pela Copel Renováveis (2013)

<i>Leilão</i>	<i>Empreendimento</i>	<i>Capacidade Instalada (MW)</i>	<i>Garantia Física (MW Médios)</i>	<i>Preço (R\$) (3)</i>	<i>Início de Suprimento</i>	<i>Vencimento da Autorização</i>
2º LFA 2010 (1)	Nova Eurus IV	27	13,7	135,4	Março de 2015	2046
	Nova Asa Branca I	27	13,2			
	Nova Asa Branca II	27	12,8			
	Nova Asa Branca III	27	12,5			
4º LER 2011 (2)	Santa Maria	29,7	15,7	101,98	Julho de 2014	2047
	Santa Helena	29,7	16	101,98		
	Ventos de Santo Uriel	16,2	9	101,19		
<i>Total</i>		<i>183,6</i>	<i>92,9</i>	<i>120,96</i>	-	-

Nota: (1) 2º Leilão de Fontes Alternativas (2º LFA), ocorrido em 26 de agosto de 2010; (2) 4º Leilão de Energia de Reserva (4º LER), ocorrido em 18 de agosto de 2011; (3) Preço histórico, sujeito a correção pelo IPCA.

Fonte: COPEL, 2014⁶⁰.

Em dezembro de 2013, a Copel adquiriu, também, a totalidade das ações referentes aos quatro empreendimentos eólicos do complexo gerador da São Bento Energia Investimentos e Participações, empresa vinculada ao Grupo Galvão Energia. Somadas, estas usinas acumulam 94 MW de capacidade instalada. Inicialmente, a Copel detinha uma participação de 49,9% (≈ 47 MW) do empreendimento. Com a integralização destes ativos, a Companhia incrementou, ao seu parque gerador, cerca de mais 47 MW de capacidade instalada proveniente de fontes renováveis de energia. De acordo com Socher, a Companhia adquiriu, ainda, um portfólio de mais 400 MW de potência no Rio Grande do Norte, visando explorar o potencial eólico da região. A Copel possui, ainda, participação de 49,9% na Cutia Empreendimentos Eólicos SPE S.A., empresa vinculada ao Grupo Galvão Energia e que possui cinco projetos de parques eólicos no Estado do Rio Grande do Norte, com potência conjunta de 137 MW. Por si só, este conjunto de aquisições tornam evidente – e, por sua vez, justificável – os fundamentos que motivaram a criação da *Copel Renováveis*.

Contudo, quase que naturalmente, vem à mente a seguinte questão: o que levaria a Copel a investir em empreendimentos eólicos na Região Nordeste do país, quando se tem potenciais eólicos comercialmente aproveitáveis em diferentes regiões

⁶⁰ Investidores: RI 01/14 – Copel levanta R\$ 1 bilhão em recursos. Documento eletrônico, disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FE0A9CC1450AD094E03257C55005878B9?OpenDocument&secao=Investidores>>. Acesso em 05 de março de 2014.

do Estado do Paraná? Na visão de Socher, tal iniciativa se justifica diante da viabilidade técnico-econômica ofertada pela Região Nordeste do país. Ao avaliar o fator de capacidade médio, ou seja, o percentual de energia tecnicamente aproveitável de empreendimentos de geração eólica, dados do MME (2013b) demonstram que a Região Sul obteve um índice de aproveitamento de 28,4% no período compreendido entre março de 2011 e fevereiro de 2013. Na Região Nordeste, este percentual foi de 30,6% no primeiro ano (mar./2011 a fev./2013) e de 38,9% no ano posterior (mar.2012 a fev./2013). Num mercado onde a composição do preço constitui-se em condição determinante para acessá-lo, o ganho técnico verificado na Região Nordeste, quando comparado à Região Sul, garante ampla vantagem competitiva na formação do preço, e consequente na comercialização da energia nos leilões da Aneel. Conforme relata Socher,

“a Copel tem buscado explorar fontes energéticas em locais que permitem maior competitividade no mercado, cujos investimentos tragam a taxa de retorno adequada [estipulada] para a empresa”.

Mantendo sua tradição de atuação no segmento de hidroeletricidade, a Copel deu continuidade, em 2013, na prospecção de novos potenciais de mercado. Avançou, em parceria com outras empresas, nos estudos de viabilidade técnica e ambiental de aproveitamentos hidrelétricos nos rios Tapajós e Jamanxim, na Região Norte do Brasil. Concluiu, no início de outubro, o desvio do rio Teles Pires, etapa necessária para garantir o término da construção da barragem de Colíder, no Estado do Mato Grosso – prevista para entrar em operação em novembro de 2014. Com 300 MW de potência instalada e garantia física de 179,6 MW médios, o início da operação comercial da UHE Colíder está previsto para 2015. No Paraná, em conformidade com o artigo 231, parágrafo 3.º, da Constituição Federal, a Copel aguarda autorização do Congresso Nacional para dar início às obras de implantação da UHE São Jerônimo, localizada no rio Tibagi, visto que o reservatório da usina atingirá áreas indígenas. A concessão do empreendimento está adjudicada ao Consórcio São Jerônimo, no qual a Copel possui participação de 41,2%. Estima-se que esta usina ofertará 331 MW de potência instalada (COPEL, 2013b).

Também no Estado do Paraná, a Companhia participa do consórcio de implantação da UHE Baixo Iguaçu, detendo 30% do empreendimento, cujas obras foram iniciadas em julho de 2013. Com potência instalada de 350 MW e garantia física de 172,8 MW médios, esta usina será construída no rio Iguaçu, entre os municípios de

Capanema e Capitão Leônidas Marques, no sudoeste do Paraná. O empreendimento demandará um investimento total de cerca de R\$ 1,6 bilhão, tendo entrada em operação prevista para abril de 2016. Ademais, a Companhia solicitou, junto aos órgãos ambientais competentes, o licenciamento ambiental de quatro aproveitamentos hidrelétricos inventariados no rio Piquiri, que totalizam 459,3 MW de capacidade instalada: UHE Apertados (139 MW), UHE Comissário (140 MW), UHE Foz do Piquiri (93,2 MW) e UHE Ercilândia, com 87,1 MW (COPEL, 2013b).

A Copel participa, ainda, em diversos projetos de geração por PCHs, que somadas, representam um montante de 206,2 MW de capacidade instalada. Na Tabela 15, são apresentadas as principais características desses projetos (COPEL, 2013b).

Tabela 15: Participação da Copel em projetos de PCHs

<i>Empreendimento</i>	<i>Capacidade Instalada (MW)</i>	<i>Garantia Física Estimada (MW Médios)</i>	<i>Participação da Copel (%)</i>
Bela Vista	29	18	36
Dois Saltos	25	13,6	30
Foz do Curucaca	29,5	16,2	15
Salto Alemã	29	15,9	15
São Luiz	26	14,3	15
Pinhalzinho	10,9	5,9	30
Alto Chopim	20,3	11,2	15
Burro Branco	10	5,1	30
Rancho Grande	17,7	9,7	15
Foz do Turvo	8,8	4,7	30
<i>Total</i>	<i>206,2</i>	<i>114,6</i>	-

Fonte: Copel (2013b, p. 13).

No que tange ao processo de reestruturação da Companhia, cabe destacar, ainda, a finalidade atribuída à *Copel Participações*, criada para gerir a participação da Copel em sociedades voltadas à exploração de diferentes segmentos: energia, gás, telecomunicações saneamento e serviços. Em dezembro de 2013, a Copel deu indícios da finalidade estratégica desta subsidiária, ao participar da 12ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios organizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), destinada à comercialização de 140 blocos exploratórios terrestres com potencial para gás natural em diversas bacias sedimentares do país, dentre elas a Bacia do Paraná, com 14 blocos. Foram oferecidos, no leilão organizado

pela ANP, blocos exploratórios tanto para a extração de gás a partir de métodos convencionais quanto por métodos não convencionais – o chamado *shale gas*, obtido através da técnica do fraturamento hidráulico (*fracking*). Com 11 blocos arrematados, o Estado do Paraná deverá receber investimentos de pelo menos R\$ 174 milhões em exploração de gás natural nos próximos quatro anos. O consórcio formado pelas empresas Petrobras (60%) e Cowan (40%) arrematou cinco blocos. Atuando sozinha, a Petrobras obteve a concessão de outros dois. Os quatro blocos restantes foram arrematados, ao custo de R\$ 21,5 milhões, pelo consórcio formado pelas paranaenses Copel (30%), Bayar Empreendimentos (30%) e Tucumann (10%), mais a fluminense Petra Energia (30%), responsável por operar o consórcio, dada a sua ampla experiência na prospecção deste mercado. As empresas vencedoras deverão iniciar as atividades de prospecção do gás assim que os contratos de concessão forem assinados, previstos para o início de 2014 (JASPER, 2013).

A localização e abrangência dos blocos arrematados no Estado do Paraná são apresentadas na Figura 26.

Figura 26: Blocos exploratórios de gás arrematados no Estado do Paraná



Fonte: Jasper, 2013 (*Gazeta do Povo*, seção economia, 29 nov. 2013).

Em complementação às informações ilustradas na Figura 26, são apresentados, na Tabela 16, aspectos relativos à dimensão dos blocos destinados à exploração da atividade.

Tabela 16: Características dos blocos exploratórios de gás arrematados no Paraná

Bloco	Área (mil Km ²)	Vencedor	Bônus oferecido (R\$ mil)	Ágio (% sobre o bônus mínimo)
1	2,82		2.150	835
2	2,82		1.900	932
3	2,81	Petrobras (60%) e Cowan (40%)	1.900	310
4	2,67		1.080	487
5	2,81		1.035	207
6	3,95	Petra Energia (30%);	10.800	2.230
7	2,1	Copel (30%);	680	47
8	2,48	Bayar (30%) e	500	49
9	2,78	Tucumann (10%)	500	49
10	2,68		460	100
11	4,27	Petrobras (100%)	460	100
12	2,59		-	-
13	1,42	Sem oferta	-	-
14	2,58		-	-

Nota: (1) A numeração atribuída aos blocos está representada, em relação a sua localização, na Figura 26.

Fonte: Jasper, 2013 (*Gazeta do Povo*, seção economia, 29 nov. 2013).

Em entrevista ao jornal *Gazeta do Povo* (2013), o presidente da Copel, Lindolfo Zimmer, relatou que, dos blocos arrematados em que participa a Companhia, dois têm potencial para exploração do gás convencional e dois, para o não convencional (gás de folhelho ou *shale gas*). Nessa perspectiva, afirma:

“Baseados em estudos feitos no passado pela Paulipetro [antiga estatal paulista] e pela Petrobras, consideramos que, nos dois blocos de gás convencional, temos chance de encontrar gás rapidamente, em seis meses. Os outros dois envolvem um horizonte mais longo”.

Quanto à destinação do gás a ser obtido, Zimmer argumentou:

“Tudo são possibilidades. Temos a termelétrica de Araucária, temos a Compagas [distribuidora de gás canalizado] e temos indústrias que precisam desse combustível. Mas primeiro temos de ver se existe gás e o quanto existe, e então definir seu uso em função do volume. A primeira necessidade tende a ser o abastecimento de quem precisa desse combustível, e em seguida seu uso para a geração de energia”.

O interesse da Copel em concorrer consorciadamente em empreendimentos da indústria do petróleo chama atenção para a seguinte característica: a Companhia está preparada e decidida a explorar novas oportunidades de mercado, indiferentemente da tipologia da fonte primária de energia a ser explorada (renovável ou não renovável). Com a criação das subsidiárias *Copel Renováveis* e *Copel Participações*, a Copel corrobora o protagonismo e a visão institucional desempenhada pela Companhia, ao longo de sua existência, na condução de sua política estratégica, sempre atenta aos novos desafios e oportunidades de mercado. Observa-se, neste sentido, que a Copel vem diversificando e consolidando a sua atuação no mercado sem se afastar do seu segmento de maior experiência e tradição: a hidroeletricidade. O momento e a conjuntura do mercado a levaram a adentrar segmentos diversificados, como é o caso da exploração de potenciais eólico-elétricos. Ou seja, os fundamentos de criação tanto da *Copel Participações* como da *Copel Renováveis* justificam-se, indistintamente, pela necessidade visualizada na política estratégica da Companhia em prospectar novas oportunidades de mercado. Tendo em vista que o segmento de energia elétrica é por demasiado concentrado e tende ao monopólio, estas iniciativas constituem-se na estratégia da Copel para expandir sua atuação e garantir sua permanência no mercado, mantendo índices de competitividade e rentabilidade corporativa.

Nesse contexto, há de se mencionar a coerência da atuação da Copel no mercado de energia elétrica em relação à política de planejamento energético estimulada pelo Governo Federal. No seu setor de maior tradição, a hidroeletricidade, a Copel tem buscado manter sua hegemonia na exploração de potenciais hidráulicos situados no Estado do Paraná, ao passo que vem prospectando oportunidades de geração hidrelétrica em outras regiões do país, especialmente na Amazônia – região priorizada pelo plano atual de governo visando expandir a capacidade produtiva do sistema. Por outro lado, tem direcionado investimentos para explorar o potencial eólico concentrado na Região Nordeste, em franco processo de expansão no Brasil. Em resposta à política governamental de fomento e expansão do parque termoelétrico brasileiro, sobretudo, a partir da utilização de fontes energéticas convencionais (fontes não renováveis), a Copel lançou-se no mercado de prospecção do gás natural, cuja produção é bastante deficitária no país. Constitui-se numa iniciativa de muito protagonismo, em vista do conjunto de incertezas associadas à viabilidade econômica, tecnologia apropriada e capacidade produtiva dos blocos adquiridos para exploração. Contudo, se confirmadas as previsões, a perspectiva é a de que estes

empreendimentos venham a ofertar gás natural e/ou *shale gas* a preços muito inferiores aos praticados atualmente no mercado nacional. Na visão de Socher, a geração termoelétrica passa a ser uma das opções de uso final do gás, visto que novos mercados podem ser viabilizados a partir da extração de produtos de origem fóssil – a exemplo do mercado de fertilizantes, amplamente demandado na Região Oeste do Paraná, onde foram adquiridos os blocos exploratórios.

Percebe-se, portanto, que a Copel vem diversificando sua atuação no mercado, passando a exercer atividades em diferentes setores da economia. No setor de geração de energia elétrica não tem sido diferente. Ao deparar-se com um cenário de dificuldade para expandir a capacidade produtiva a partir do seu segmento de maior tradição no mercado (ou seja, a hidroeletricidade), a Companhia vem diversificando sua matriz elétrica a partir do aproveitamento de outros energéticos – sejam eles de natureza renovável ou finita. Ao que tudo indica, será a partir desta estratégia que a Copel orientará sua atuação futura. Ao menos, a Companhia tem se preparado para isto.

4.2.2 Energias renováveis e o setor de Pesquisa & Desenvolvimento da Copel

Conforme estabelece a Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000⁶¹, em seu art. 2º, as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o percentual de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do setor elétrico, conforme regulamentos estabelecidos pela Aneel⁶². Esses recursos devem ser aplicados de acordo com as diretrizes e orientações estabelecidas pela Resolução Normativa Aneel n.º 316, de 13 de maio de 2008⁶³, e afixadas no “Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do

⁶¹ Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000: dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Publicada no DOU de 25 de julho de 2000.

⁶² Por isenção, ficam excluídas dessa obrigatoriedade as empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, observando-se, para tanto, as disposições previstas pela Resolução n.º 652, de 09 de dezembro de 2003 (ANEEL, 2008b).

⁶³ Resolução Normativa ANEEL n.º 316, de 13 de maio de 2008. Aprova o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial de 21 de maio de 2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 96.

Setor de Energia Elétrica”, o qual dispõe sobre os critérios e procedimentos vitais à definição da base de cálculo dos valores a serem aplicados nos aludidos projetos, bem como dos recursos a serem recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME).

De acordo com a Aneel (2008b), projetos de P&D regulados pela Aneel são aqueles destinados à capacitação e ao desenvolvimento tecnológico das empresas de energia elétrica, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características. Devem ser gerenciados pela empresa, por meio de uma estrutura própria e permanente de gestão tecnológica. As atividades que podem ser relacionadas à execução de projetos de P&D são aquelas de natureza criativa ou empreendedora, desenvolvidas sistematicamente, com vistas à geração de novos conhecimentos ou aplicação inovadora de conhecimento existente, inclusive para investigação de novas aplicações⁶⁴. Nessa perspectiva, os projetos de P&D deverão estar pautados pela busca de inovações para fazer frente aos desafios tecnológicos e de mercado que incidem sobre as empresas de energia elétrica. A pesquisa empresarial deverá ser regida por metas e resultados previstos e bem definidos. Ressalta-se a importância de estabelecer parcerias com fabricantes de materiais e equipamentos na execução dos projetos de P&D. A duração máxima permitida para um projeto de P&D é de 60 (sessenta) meses, incluídas as possíveis prorrogações de prazo. Objetivamente, as empresas enviam seus projetos à Aneel com as informações sobre os resultados esperados e sua aplicabilidade, além dos custos previstos para execução e da expectativa de retorno financeiro, da pertinência do estudo com temas de interesse do setor elétrico e do grau de inovação ou avanço tecnológico pretendido. A Aneel é responsável pela avaliação⁶⁵ e fiscalização da execução dos projetos para reconhecimento dos investimentos realizados.

Conforme mencionado, a base de cálculo para cumprimento das obrigações legais em relação aos projetos de P&D ampara-se na Receita Operacional Líquida (ROL) da empresa, devendo ser apurada de acordo com as disposições previstas no

⁶⁴ Os temas e subtemas de interesse para investimentos em projetos de P&D que expressam os principais desafios tecnológicos e prioridades do setor elétrico brasileiro estão disponíveis no portal da Aneel (www.aneel.gov.br), no vínculo Educação/Pesquisa e Desenvolvimento, Pesquisa e Desenvolvimento, Temas para Investimentos em P&D.

⁶⁵ Os seguintes parâmetros e critérios serão considerados na avaliação de projetos de P&D: originalidade; aplicabilidade; relevância (capacitação profissional da equipe, capacitação tecnológica, impactos socioambientais e econômicos), e razoabilidade dos custos (produtividade, qualidade do fornecimento, gestão de ativos, perdas não técnicas, mercado da empresa e eficiência energética). A cada critério atribui-se uma das seguintes pontuações: 1 (Inadequado); 2 (Insuficiente); 3 (Aceitável); 4 (Bom), ou 5 (Excelente).

“Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSPE)”. Conforme dispõe o art. 12 da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, os investimentos em P&D devem ser realizados do seguinte modo:

- a) 40% (quarenta por cento) dos recursos devem ser recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNCDT);
- b) 40% (quarenta por cento) dos recursos devem ser destinados à execução de projetos de P&D regulados pela Aneel; e,
- c) 20% (vinte por cento) dos recursos devem ser recolhidos ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A Aneel disponibiliza ao público, por meio do Sistema de Gestão de P&D, as seguintes informações a respeito dos projetos propostos (em execução ou concluídos): título do projeto; empresa proponente; empresa(s) cooperada(s); entidade(s) executora(s); mês e ano de início e de conclusão (quando couber), tema; subtema; equipe do projeto; investimento previsto e realizado (quando couber); objetivos e resultados esperados e realizados (quando couber). Essas informações podem ser acessadas diretamente no portal da Aneel (www.aneel.gov.br), no vínculo Educação/Pesquisa e Desenvolvimento, Pesquisa e Desenvolvimento, Consulta Pública de Projetos de P&D. Nesta mesma diretiva, com vistas a disseminar os resultados dos projetos de P&D, a Aneel disponibiliza ao público – assegurados os direitos de propriedade intelectual – a descrição dos projetos concluídos por meio de seu portal eletrônico, no Sistema de Gestão de P&D, vínculo Educação/Pesquisa e Desenvolvimento, Pesquisa e Desenvolvimento, Consulta Relatório Final (ANEEL, 2008b).

Feitas as devidas considerações, são apresentadas, a seguir, as principais iniciativas desenvolvidas, a partir de 2004, pelo setor de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) da Copel em atendimento às disposições previstas na Lei n.º 9.991/2000, que dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.

Em 2004, os projetos de P&D desenvolvidos no âmbito da Copel foram direcionados para as áreas de novas tecnologias, procedimentos e meio ambiente, focados no desenvolvimento de novas metodologias para avaliação técnica e econômica de empreendimentos eólicos; em sistemas para detecção do mexilhão dourado (*Limnoperma fortunei*) nos reservatórios de usinas hidrelétricas; e na gestão

ambiental de resíduos, efluentes e emissões em usinas de geração de energia elétrica. No que tange ao setor de geração de eletricidade, foram desenvolvidos estudos de avaliação do potencial hidrelétrico e de oportunidades de expansão em diversas regiões do Estado (rios Chopim, Tibagi, Iguaçu, Capivari, Cavernoso). Através do Projeto Ventar⁶⁶, a Companhia deu continuidade, também, aos estudos de aproveitamento do potencial eólico da Paraná, instalando e operando estações de medição de vento. A Copel propôs, ainda, um projeto de criação de uma usina de processamento de resíduos orgânicos e de produção de energia elétrica como alternativa para gerenciar a correta destinação dos resíduos sólidos urbanos para a Região Metropolitana de Curitiba (RMC) de modo a aproveitar parcela do material processado para a geração de eletricidade. Por fim, a Companhia investiu na elaboração do Estudo de Viabilidade Ambiental e EIA/RIMA da usina de Cavernoso e na revisão dos estudos ambientais voltados à obtenção dos licenciamentos e autorizações ambientais para projetos nas bacias do rio Chopim e Baixo Iguaçu. Foram previstos, para o ano de 2004, investimentos da ordem de R\$ 3,54 milhões (COPEL 2004).

Para o ano de 2005, ainda por intermédio do Projeto Ventar, foram realizados levantamentos do aproveitamento do potencial eólico do Estado, envolvendo a operação de 13 estações de medição de vento. A primeira torre, com sensores a 100 metros de altura, foi instalada em Palmas, e o primeiro anemômetro sônico com interface GSM (para leitura remota) foi instalado em torre na cidade de Maringá, os quais demonstraram a viabilidade de aproveitamento de empreendimentos eólio-elétricos no Paraná. Em matéria de fomento de estudos de aproveitamento de fontes renováveis de energia na geração de eletricidade, destacam-se: levantamento da disponibilidade de biomassa do Estado e avaliação de processo de gaseificação de biomassa e de obtenção de diesel para utilização como combustível “verde”, ou de metanol para utilização como insumo à indústria de resinas ou potencial portador de hidrogênio. Em cumprimento à Lei 9.991/2000, a Companhia investiu, em 2005, cerca de R\$ 3 milhões em projetos de P&D (COPEL, 2005).

⁶⁶ Com o propósito de avaliar o potencial eólico do Paraná, a Copel implementou, em 1994, o Projeto Ventar. O projeto levantou o potencial de 25 locais em diferentes regiões do Paraná. A campanha de medições foi realizada com a instalação de estações anemográficas (equipamentos que medem e registram os dados relativos à velocidade e direção dos ventos) em locais previamente selecionados em diferentes áreas do Estado do Paraná. Mais informações a respeito do Projeto podem ser obtidas diretamente no site da Companhia, através do seguinte endereço: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdo cs%2F301DC3A7702B129303257405005C2FDB>>. Documento eletrônico, acessado em 25 de fevereiro de 2014.

No ano de 2006, foram investidos R\$ 2,46 milhões em projetos de P&D. Dentre os projetos executados, a Copel foi responsável pelo desenvolvimento e validação de uma nova metodologia para avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólicos. Nessa perspectiva, foram realizados levantamentos do aproveitamento do potencial eólico do Estado, através do Projeto Ventar, envolvendo a operação de 11 estações de medição de vento. Ademais, interessada em projetos de geração de energia proveniente de fontes alternativas, a Companhia deu prosseguimento ao andamento dos seguintes estudos:

- a) levantamento da disponibilidade de biomassa no Estado;
- b) avaliação do processo de gaseificação de biomassa e de obtenção de biocombustível ou de metanol para utilização como insumo na indústria de resinas para placas de madeira ou potencial portador de hidrogênio;
- c) assessoria na análise técnica e econômica de propostas para destinação final dos resíduos sólidos domiciliares da Região Metropolitana de Curitiba (RMC), mediante participação em grupo de trabalho coordenado pela Coordenação da Região Metropolitana de Curitiba (COMEC), e;
- d) firmamento de convênio para desenvolver metodologia para geração distribuída de energia a partir do biogás, em parceria com a Itaipu, a Eletrobras, a Eletrosul, a Sanepar, a Organização das Cooperativas do Paraná (OCEPAR), a Cooperativa Lar de Medianeira, o Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e os institutos Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), Lactec (Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento) e Fundação PTI (Parque Tecnológico Itaipu), sendo a região de Toledo, no interior do Paraná, a área selecionada para implantação do projeto-piloto (COPEL, 2006).

Em atendimento à Lei n.º 9.991/2000, a Copel GeT deu prosseguimento, em 2007, à 22 projetos de P&D relativos a anos anteriores (ciclos 2005/2006). Dentre eles, a empresa participou, em parceria com a Itaipu Binacional e a Sanepar, do projeto denominado “Geração de Energia Elétrica Distribuída”, que utiliza o biogás produzido a partir da decomposição de dejetos suínos como fonte primária para a geração de eletricidade – a partir da utilização de biodigestores. Nesse sentido, foi instalado um projeto piloto na Granja Colombari, localizada na região de Foz do Iguaçu, voltado a estudos experimentais de aproveitamento e viabilização comercial desta tecnologia. A Copel contribuiu com ensaios de campo, experimentos laboratoriais e tecnologias de

transitórios eletromagnéticos voltados à conexão de tais microgeradores à rede elétrica da empresa (COPEL, 2007).

Em 2008, a Companhia atuou junto a órgãos financiadores visando viabilizar recursos para a execução de empreendimentos e programas. Junto ao BNDES, obteve financiamento para a construção da UHE Mauá. Com a Finep (Financiadora de Estudos e Projetos), a Copel GeT angariou um montante de R\$ 2,3 milhões para investimentos em P&D. Os recursos foram direcionados para a aquisição de novas tecnologias e no aprimoramento do conhecimento técnico para desenvolvimento de novos programas. Neste âmbito, cabe destacar os seguintes estudos (COPEL, 2008):

- a) relação entre a quantidade da água e a evolução do uso do solo da bacia hidrográfica do Rio Tibagi, tendo como objetivo caracterizar a transformação do uso do solo e sua possível correlação com o índice de qualidade da água. O índice desenvolvido poderá ser utilizado como parâmetro para o levantamento preliminar das condições da qualidade das águas nas bacias hidrográficas do Paraná. Foram previstos, no projeto, investimentos da ordem de R\$ 0,4 milhão;
- b) avaliação quali-quantitativa do fitoplâncton em reservatórios com ocorrências de: floração; macrófitas de Mourão; cargas, nutrientes e de matéria orgânica afluentes ao reservatório de Foz do Areia e da qualidade de sua água e dos tributários da região; espécies invasoras na bacia do Rio Iguaçu;
- c) controle e monitoramento de espécies aquáticas invasoras na bacia do Rio Iguaçu;
- d) análise e classificação de resíduos do mexilhão dourado na UHE Governador José Richa (Salto Caxias);
- e) análise estatística de variáveis de qualidade da água de reservatórios.

Paralelamente a estes estudos, a Companhia manteve projetos em desenvolvimento voltados ao aproveitamento de fontes renováveis de energia, tais como: energia eólica, energia distribuída (biogás produzido a partir da decomposição de dejetos de suínos), biomassa (aproveitamento de resíduos de madeira), biocombustíveis, usinas térmicas a bagaço de cana de açúcar, microalgas (produção de óleos com fins energéticos), veículo elétrico e sistemas fotovoltaicos, visando o aproveitamento da energia solar (COPEL, 2008).

De acordo com a Copel (2009), foram desenvolvidos 16 projetos de P&D nos negócios de geração e transmissão de energia da empresa em 2009, perfazendo um total de R\$ 1,9 milhão em investimentos. Em seu planejamento estratégico, a Copel

GeT colocou em evidência seu interesse em estudar e prospectar oportunidades de negócios relacionadas às fontes renováveis de energia. Dentre outros projetos desenvolvidos em 2009, destacam-se:

- a) Projeto de pequenas centrais térmicas movidas a bagaço de cana: em 2009, a Copel GeT efetuou chamada pública permanente visando estudar a constituição de parcerias para a construção de quatro pequenas centrais termelétricas (PCTs) a bagaço de cana, cada uma com potência de 30 MW;
- b) Geração distribuída com saneamento ambiental: projeto realizado pela Companhia em parceria com a Itaipu Binacional, a Sanepar e demais gestores de reservatórios públicos paranaenses, com o intuito de tratar os impactos do aporte de nutrientes e material orgânico nos cursos d'água e reservatórios. O projeto consiste na realização de parcerias para possibilitar a geração de energia a partir do biogás gerado pela decomposição do material orgânico. A energia elétrica gerada é consumida pelo próprio proprietário, sendo o excedente vendido e injetado na rede da Copel. Por meio da Chamada Pública, a Copel contratou os seguintes montantes: Granja Colombari (32 kW), Star Milk (32 kW), Sanepar (20 kW), Cooperativa Lar Vegetais (40 kW), Cooperativa Lar Aves (160 kW) e Cooperativa Lar Leitões (240 kW);
- c) Carteira de projetos de usinas eólicas: o objetivo do projeto consta na obtenção de uma carteira significativa de aproveitamentos competitivos para geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, tendo em vista a participação em futuros leilões de energia;
- d) Projeto de produção de biogás com algas dos reservatórios: em outubro de 2009, teve início o projeto de produção de biogás através da biodigestão anaeróbia da biomassa de microalgas encontradas nos reservatórios das usinas de Foz do Areia e Alagados. Em sua primeira fase, o projeto objetivava avaliar o potencial de produção de metano das algas existentes nos reservatórios;
- e) Veículo elétrico: desde 2007, a Copel GeT participa do projeto de pesquisa de viabilidade técnica e econômica de veículos movidos a eletricidade (Projeto VE), desenvolvido e gerido pela Itaipu Binacional e pela Kraftwerk Oberhasli AG – KWO;

- f) Geração de energia a partir de etanol: reformador integrado a célula a combustível – tem por objetivo o desenvolvimento de novos materiais para reforma catalítica de etanol a hidrogênio, construção de reator de reforma de etanol e acoplamento do reator a uma célula de pequeno porte, com investimento de R\$ 1,6 milhão;
- g) Geração alternativa de energia através de resíduos industriais e avaliação de emissões: tem por objetivo identificar o potencial energético dos resíduos industriais, avaliando o resíduo individualmente e na composição com outros resíduos, com investimento previsto de R\$ 0,6 milhão.

Em 2009, a Companhia passou a liderar um *projeto estratégico*⁶⁷ de P&D regulado pela Aneel – com participação de mais treze concessionárias, e especialistas de instituições de ciência e tecnologia – voltado ao desenvolvimento de um “modelo de otimização do despacho hidrotérmico”⁶⁸, certamente um dos temas mais desafiantes ao setor. A Copel participou, ainda, de mais cinco projetos estratégicos setoriais liderados por outras concessionárias de energia (COPEL, 2009).

No ano de 2010 a Copel mantinha 59 projetos de P&D em execução, dos quais 23 foram concluídos ao longo do corrente ano. No que tange às iniciativas de fomento e incentivo ao desenvolvimento das energias renováveis, destacam-se os seguintes projetos (COPEL, 2010):

- a) Levantamento de potencial eólico competitivo: ao considerar a geração eólio-elétrica como uma ação estratégica para o futuro da empresa, tendo em vista o enorme potencial eólico do país, a Copel adquiriu a licença de um *software* de microescala visando a reprodução de estudos técnico-especializados. Paralelamente, iniciou-se o processo de implementação de um *software* de

⁶⁷ De acordo com a Aneel (2008b), são considerados estratégicos projetos que abordem temas ou subtemas cujo desenvolvimento é de interesse nacional e de grande relevância para o setor elétrico, envolvendo elevada complexidade em termos científicos e/ou tecnológicos e baixa atratividade para investimento como estratégia empresarial isolada ou individual. Além disso, necessitam esforços conjuntos e coordenados de várias empresas e entidades executoras e grande aporte de recursos financeiros. Os subtemas estratégicos serão definidos por meio de Chamadas de Projetos de P&D Estratégicos propostas pela Aneel.

⁶⁸ Entende-se por despacho do sistema o controle da operação da geração de energia elétrica para suprir a demanda do SIN. Denomina-se “hidrotérmico” devido ao fato do sistema de geração estruturar-se predominantemente na geração hidráulica, complementada pela geração termoeletrica. O ONS é responsável por realizar o despacho centralizado do sistema; isto é, cabe ao ONS indicar quais usinas deverão entrar em operação para atender a demanda de energia elétrica do SIN e quais deverão ficar à disposição do sistema (em caráter de reserva). Em vista do princípio da modicidade tarifária, o despacho do sistema hidrotérmico é realizado por ordem de mérito, tendo como parâmetro o preço de venda da energia comercializada por cada usina integrante do SIN. Desta forma, são priorizadas no despacho as usinas de menor preço de energia contratada. Assim, um modelo ótimo de despacho é aquele capaz de suprir, com segurança, toda a demanda de energia do SIN ao menor custo de mercado (ANEEL, 2008a).

pesquisa climática, que compreende a aquisição de computador de alto desempenho, treinamento e contratação de suporte técnico para o acompanhamento do uso deste *software*;

- b) Parceria em empreendimentos eólicos: com o objetivo de prospectar oportunidades e consolidar parcerias em projetos competitivos de empreendimentos eólicos com contratos de venda de energia, a Copel GeT realizou chamada pública para recebimento de propostas de projetos. Os projetos recebidos foram avaliados e, para os selecionados, foram firmados termos de confidencialidade e iniciadas as negociações. Em 2010, foi realizada uma avaliação da possibilidade de atendimento de consumidores livres por meio de empreendimentos eólicos;
- c) Energia fotovoltaica: em parceria com a Universidade Federal do Paraná (UFPR), Universidade Estadual do Centro-Oeste (UNICENTRO), Universidade Estadual de Ponta Grossa (UEPG) e Universidade de São Paulo (USP), a Copel iniciou a estruturação de um projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) visando tornar painéis fotovoltaicos e baterias mais eficientes, por meio do desenvolvimento de novos materiais e de novas tecnologias;
- d) Produção de biogás com microalgas: produção de biogás por meio da biodigestão anaeróbia da biomassa de microalgas encontradas nos reservatórios das usinas hidrelétricas de Foz do Areia e Alagados. Em janeiro de 2010, teve início o monitoramento dos corpos d'água com o objetivo de verificar a presença de microalgas;
- e) Projeto políticas públicas & energias renováveis: iniciado em fevereiro de 2010, o projeto parte da constatação de que grande parte dos projetos envolvendo o aproveitamento de fontes renováveis de energia depende de políticas públicas e empresariais voltadas para o seu fomento, de modo a assegurar sua viabilidade econômico-financeira das iniciativas. Desenvolvido em parceria com a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), a UFPR, o Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social (IPARDES), o Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR) e a Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), o projeto tem as seguintes finalidades: pesquisar e propor políticas públicas e empresariais para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia; pesquisar as políticas

públicas implantadas nos países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e nos BRICs (Brasil, Rússia, Índia e China) com o intuito de identificar oportunidades de desenvolvimento para o Estado do Paraná e novos negócios para a Copel GeT.

Em 2011, a Copel participou de 13 projetos de P&D. Destes, seis são considerados estratégicos, nos quais a Copel participa de forma cooperada com outras empresas. No total, foram aplicados R\$ 3,1 milhões. Dentre a carta de projetos desenvolvidos, destacam-se: avaliação de emissões de gases de efeito estufa (GEE) pela área de influência do reservatório (em construção) da UHE Mauá e análise de estruturas de concreto de barragens, subestações e postes por tomografia computadorizada 2D e 3D. Dentre os projetos estratégicos, a Copel atua como empresa proponente no projeto “Otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho”. No tocante às energias renováveis, a Copel estabelece importante consideração em seu planejamento estratégico, sinalizando o interesse em direcionar investimentos para prospectar novas oportunidades e alternativas de expansão produtiva. Nessa diretiva, orienta:

“aumentar a participação de fontes alternativas renováveis de energia na matriz energética, de forma rentável e sustentável, é uma das importantes diretrizes estratégicas estabelecidas para o negócio de geração da Copel. Neste sentido, a Companhia vem pesquisando e prospectando novos negócios relativos a estas fontes de energias” (COPEL, 2011, p. 43).

Dentre os principais projetos de P&D em desenvolvimento no ano de 2011, destacam-se (COPEL, 2011):

- a) Identificação de locais com potencial eólico competitivo: projeto voltado à implementação de modelo climático de mesoescala, em sistema computacional de alto desempenho, que permitirá à Companhia definir seus próprios mapas eólicos, para identificação das áreas mais promissoras para instalação de futuros parques eólicos;
- b) Projetos solares fotovoltaicos: em agosto de 2011, a Aneel publicou a Chamada n.º 13/2011, para o Projeto Estratégico “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”. Ademais, a Copel liderou e submeteu, para aprovação da Aneel, mais dois projetos: “Aplicação de células fotovoltaicas de fabricação nacional para geração de energia elétrica interligada a rede de distribuição no estádio

onde venha a ser realizada a Copa Fifa 2014” (com capacidade instalada de 1,0 MWpico) e “Comparação da geração de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica e sua disponibilização na rede de distribuição, sem e com acumulação da energia em Banco de Bateria Vanádio de Ciclo Limitado”, com capacidade instalada de 3,0 MWpico – além de participar, de forma cooperada, de mais três projetos solares liderados por outras empresas do setor;

- c) Microalgas: iniciado em 2009, este projeto de P&D tem como objetivos a pesquisa e o desenvolvimento de processos de cultivo em grande escala de microalgas voltadas para extração de óleo como fonte energética para a produção de biodiesel e energia. Em 2011, o projeto encontrava-se na fase de conclusão da caracterização morfológica das cepas nativas coletadas no Paraná, bem como em fase de instalação do sistema de cultivo aberto (*raceway*) em escala piloto no laboratório do Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR);
- d) Resíduos Sólidos Urbanos: desenvolvimento e implantação de uma usina piloto de processamento de resíduos sólidos urbanos (RSU) – que inclui a gaseificação, a estruturação de um centro de excelência de estudos e o desenvolvimento de uma planta de processamento do RSU – dimensionada para atender municípios de pequeno e médio porte, voltada à produção de energia e de produtos reciclados e recicláveis, sem a necessidade de instalação de aterros ou geração de passivo ambiental.

Em 2012, a Copel GeT executou 12 projetos de P&D, sendo oito estratégicos, nos quais a Companhia participa de forma cooperada com outras empresas. Foram aplicados, no total, aproximadamente R\$ 3,5 milhões. Ademais, encontravam-se, em processo de contratação, mais três projetos estratégicos aprovados pela Aneel na Chamada de Projetos Estratégicos n.º 013/2011, denominada “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” – compreendendo a realização de estudos e desenvolvimentos tecnológicos voltados a facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Também foram submetidas à avaliação da Aneel, em 2012, oito propostas de projetos de P&D em atendimento à Chamada de Projetos Estratégicos n.º 14/2012, intitulada "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração de Energia Elétrica a Partir de Biogás Oriundo de Resíduos e Efluentes Líquidos na Matriz

Energética Brasileira”. Além de manter os projetos de P&D desempenhados no ano de 2011, a Copel GeT, em parceria com diversas instituições, submeteu à avaliação inicial da Aneel oito novos projetos de P&D voltados ao desenvolvimento da temática de pesquisa “Biogás & resíduos sólidos urbanos (RSU)”. Em relação ao ano anterior, foram incorporados nesta proposta estudos interessados no aproveitamento de biogás gerado em estações de tratamento de esgoto e da indústria da suinocultura (COPEL, 2012).

No ano de 2013, a Copel cadastrou 04 projetos de P&D junto a Aneel, todos voltados à geração de energia elétrica. São eles:

- a) arranjo técnico-comercial de inserção da geração de energia elétrica com biogás da vinhaça do Paraná na matriz energética brasileira;
- b) exploração e aproveitamento energético de biogás do aterro da Caximba em Curitiba;
- c) desenvolvimento de um modelo para a gestão de RSU nos municípios brasileiros, objetivando a geração de biogás, sua inserção na matriz energética nacional e redução de rejeitos em aterros sanitários; e,
- d) expansão da usina de biogás geotérmica Tamboara: biorreatores de alta eficiência, substituição de diesel por biometano e agregação de valor ao composto orgânico (COPEL, 2013b).

Por fim, apresenta-se, no Quadro 6, uma síntese contendo a natureza das principais iniciativas motivadas pelo setor de P&D da Copel em matéria de promoção e incentivo ao desenvolvimento das fontes renováveis de energia. Destaca-se, nesse sentido, a ênfase atribuída às fontes hidroelétrica, eólica-elétrica e termoeétrica a biomassa. Em se tratando de fontes renováveis de energia, a Copel tenderá a manter como prioridade o desenvolvimento das fontes hidráulica e eólica e, num futuro próximo, adentrar o campo da termoelectricidade a partir do aproveitamento da biomassa. No que diz respeito à fonte solar, esta poderá despertar interesse à Companhia em um horizonte mais distante. Dependerá, contudo, de maiores esforços da indústria nacional para torná-la rentável e atrativa ao mercado elétrico. Torna-se bastante evidente, também, o interesse da Copel em prospectar oportunidades de mercado que apresentam melhores condições em termos de vantagens produtivas, o que resulta, conseqüentemente, em maior inserção e competitividade de mercado. Isso justifica o recente e gradativo interesse demonstrado pela Companhia em prospectar novos potenciais de mercado em diferentes regiões do país.

Quadro 6: Síntese dos principais projetos e iniciativas desenvolvidos pelo setor de P&D da Copel em matéria de energias renováveis

Temáticas abordadas pelos projetos de P&D da Copel	
Área temática	Abordagem
Aproveitamentos de potenciais hidráulicos	Estudos de avaliação de potenciais hidrelétricos (dentro e fora do Estado do Paraná)
	Elaboração de estudos de viabilidade ambiental de empreendimentos hidrelétricos
	Estudos de análise da transformação do uso do solo e sua possível correlação com o índice de qualidade da água na bacia hidrográfica do Rio Tibagi
	Avaliação de emissões de gases de efeito estufa pela área de influência de reservatórios
	Análise estatística de variáveis de qualidade da água de reservatórios
	Avaliação quali-quantitativa do fitoplâncton presente em reservatórios
	Controle e monitoramento de espécies aquáticas invasoras em reservatórios de usinas hidrelétricas do Paraná
Aproveitamentos de potenciais eólicos	Estudos voltados ao levantamento do potencial eólico do Estado do Paraná
	Desenvolvimento e validação de metodologia para avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólicos
	Aquisição de <i>software</i> de microescala visando a reprodução de estudos técnico-especializados para identificação e levantamento de potencial eólico competitivo
	Obtenção de carteira de projetos de usinas eólicas, tendo em vista a participação em futuros leilões de energia
Aproveitamentos de recursos da biomassa	Estudos voltados ao levantamento da disponibilidade de biomassa no Estado do Paraná
	Arranjos técnicos e comerciais para a inserção da geração de energia elétrica a partir do biogás oriundo de resíduos e efluentes líquidos (estações de tratamento de esgoto e da suinocultura) na matriz energética brasileira
	Aproveitamento energético do biogás proveniente de resíduos sólidos urbanos em aterros sanitários do Paraná
	Produção de biogás por meio da biodigestão anaeróbia da biomassa de microalgas encontradas nos reservatórios das usinas hidrelétricas
	Arranjo técnico-comercial de inserção da geração de energia elétrica com biogás da vinhaça do Paraná na matriz energética brasileira
	Aproveitamento do bagaço de cana-de-açúcar para geração termelétrica
	Geração de energia elétrica a partir de etanol: reformador integrado a célula a combustível
	Geração alternativa de energia através de resíduos industriais
Aproveitamentos de sistemas fotovoltaicos	Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira
Projetos estratégicos	Modelo de otimização do despacho hidrotérmico
	Otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho
Outros	Proposição de políticas públicas e corporativas para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia
	Viabilidade técnica e econômica de veículos movidos à eletricidade

Fonte: Relatórios da administração e demonstrações contábeis da Copel (2004 a 2013).

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Surgidas, inicialmente, como alternativa à promoção da expansão da matriz energética mundial, em substituição à utilização e dependência excessiva dos combustíveis fósseis, as energias renováveis passaram a ser amplamente difundidas no mercado internacional de energia como estratégia para reduzir as emissões de GEE à atmosfera. Na geração de eletricidade, as energias renováveis se apresentam como importante alternativa para aumentar a oferta e garantir o suprimento da crescente demanda por energia elétrica, trazendo uma série de benefícios e vantagens socioambientais em comparação à utilização de fontes não renováveis de energia.

O Brasil dispõe de uma vocação muito peculiar ao desenvolvimento das energias renováveis, uma vez favorecido por condições climáticas e geográficas que lhe garantem ampla diversidade de recursos naturais com estimado potencial de aproveitamento energético. Com exceção da exploração hidráulica, o aproveitamento das fontes renováveis de energia passou a ser estimulado, de forma mais intensa no Brasil, a partir de 2002, em vista da criação do Proinfa, estruturado com o objetivo de aumentar a participação, no SIN, da energia produzida a partir de empreendimentos eólicos, PCHs e termoelétricas a biomassa.

Em vista da problemática de pesquisa delineada, e visando atender ao objeto de estudo, são apresentados, a seguir, os argumentos que sustentam ou refutam as hipóteses lançadas. Reafirma-se, nesse sentido, que o debate em torno do Novo Modelo Institucional do SEB, ora fomentado, constitui-se numa temática recente e ainda pouco explorada pela literatura, visto que este modelo encontra-se em pleno processo de desenvolvimento e experimentação, sendo alvo de frequentes ajustamentos. Assim sendo, o que se apresenta neste recorte investigativo nada mais é do que uma leitura conjuntural do momento vivenciado pelo mercado brasileiro de eletricidade à luz das influências trazidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB ao setor de geração de energia elétrica da Copel, particularmente no que diz respeito ao aproveitamento das fontes renováveis de energia para fins de produção de eletricidade. Não se trata, portanto, de apresentar respostas conclusivas à temática problematizada, mas sim de trazer elementos de análise para explicitar as questões de pesquisa, assim como estimular e alicerçar novas investigações interessadas em explorar novas interfaces que venham ao encontro deste debate.

Nas últimas décadas, o Brasil tem enfrentado graves problemas de abastecimento de energia elétrica. Em 2001, após um período prolongado de estiagem que resultou no comprometimento da capacidade produtiva dos sistemas de geração hidráulica, o Governo Federal obrigou-se a decretar o racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, Norte e Nordeste do país. Diante de um cenário de intensa repercussão política e prejuízos eminentes à economia do país, colocava-se em pauta a fragilidade, ineficiência e insegurança do sistema brasileiro de suprimento de eletricidade, ao passo em que se reivindicava uma profunda e imediata reestruturação do setor. Esse processo de reforma veio a se confirmar em 2004, mediante a consolidação do Novo Modelo Institucional do SEB, por sua vez fundamentado nos seguintes princípios: segurança de suprimento, modicidade tarifária e universalização no atendimento de serviços de energia elétrica. Inevitavelmente, esses princípios perpassavam pela necessidade de expandir a capacidade produtiva do sistema elétrico nacional, ampliando a oferta de eletricidade do SIN para atender a demanda atual e futura. Reivindicava-se, nesse sentido, a retomada do planejamento e dos investimentos setoriais por parte do Estado, colocados à margem desde os anos 1990. Dentre as medidas adotadas para promover a expansão da oferta de eletricidade e garantir segurança operativa ao sistema elétrico nacional, o Governo Federal passou a incentivar e investir em formas de diversificação da matriz produtiva, mediante exploração comercial e contratação de novas fontes de energia – sejam elas de natureza renovável ou não renovável.

Em 2012, foram produzidos cerca de 550 GWh de energia elétrica no Brasil, representando um incremento de mais de 40% em relação a 2004 (390 GWh), ano em que, de fato, passou a vigorar o novo ordenamento regulatório do Novo Modelo Institucional do SEB. Apesar da ampla predominância das fontes renováveis de energia na composição da matriz elétrica brasileira (especialmente a fonte hidráulica), verificou-se um significativo crescimento das energias não renováveis no último decênio, as quais aumentaram sua participação na matriz de 14%, em 2004, para 18%, aproximadamente, em 2012. As termoelétricas a base de gás natural e derivados do petróleo foram as que mais contribuíram para este crescimento. Esse cenário de maior participação de energéticos não renováveis na matriz elétrica nacional coloca o Brasil em situação antagônica a compromissos acordados e reafirmados em fóruns internacionais em passado recente. Num momento em que se reivindica um esforço dos países para que se comprometam com a definição de uma agenda multilateral

voltada à redução das emissões de GEE e demais poluentes atmosféricos, o Brasil “dá um passo atrás” no curso da história ao subestimar o potencial de aproveitamento das fontes renováveis de energia em detrimento da geração termoelétrica convencional. Certamente, esta situação estabelece um enorme contrassenso, visto que as energias renováveis ganharam relevância estratégica no cenário internacional, após os anos 1970, justamente em função de sua diversidade e capacidade produtiva para substituir gradativamente a utilização e dependência de energéticos não renováveis, por sua vez, altamente poluentes.

Compreender as causas e fundamentos que vêm sustentando tal conjuntura constitui-se em tarefa elementar. Em torno desta seara de debate reside uma das questões elementares deste recorte de estudo, qual seja: investigar se a conjuntura estabelecida pelo Novo Modelo Institucional do SEB tem exercido influência determinante sobre o aproveitamento das fontes renováveis de energia para fins de geração de eletricidade. Objetivamente, demonstra-se que dois fatores têm contribuído associadamente e exercido influência determinante sobre este processo de decréscimo da participação das fontes renováveis de energia na conformação da matriz elétrica nacional: de um lado, este cenário decorre de um momento desfavorável à expansão do mercado brasileiro de geração hidráulica, aliado, de outro, à política energética estipulada pelo Governo Federal para expandir a capacidade produtiva e superar o déficit de oferta de energia elétrica do SIN.

O quadro de instabilidade e insegurança de abastecimento verificado nos últimos anos tem exigido respostas imediatas e efetivas do Governo Federal, por sua vez dimensionadas de forma a incorporar volumes expressivos de energia elétrica ao SIN. A experiência brasileira demonstra, nesse sentido, que os empreendimentos hidráulicos são capazes de gerar grandes quantidades de energia elétrica ao sistema. Contudo, a expansão do mercado hidráulico no país tem sido cada vez mais dificultada em vista da intensificação de exigências legais requisitadas pelo processo de licenciamento ambiental de empreendimentos, tendo ainda como agravante a forte resistência social à implantação de novos projetos, especialmente de médio e grande porte. Estas condicionantes vêm desafiando a tendência histórica de priorização da geração hidráulica como eixo estruturante do sistema elétrico brasileiro. Ao planejamento setorial, tal situação reivindicou a contemplação de novas fontes de energia para sustentar o crescimento da oferta de eletricidade do SIN, por sua vez justificando a estratégia governamental de diversificação da matriz elétrica brasileira.

Diante de um cenário de crescente demanda por energia elétrica, o governo viu-se obrigado a adotar medidas de curto e médio prazo para garantir a expansão da oferta do SIN. No curto prazo, a estratégia constou em incentivar a instalação e priorizar a contratação de usinas termoelétricas convencionais (movidas principalmente a gás natural e derivados do petróleo), tendo em vista a facilidade em licenciar esse tipo de projeto e o curto intervalo de tempo demandado para a construção de novos empreendimentos (podendo ser inferior a um ano) – além de garantirem segurança operativa no atendimento da demanda, visto que se pode programar e armazenar combustíveis para fins de suprimento futuros. No médio prazo (medidas geralmente superiores há cinco anos), o governo vem priorizando a viabilização de usinas hidrelétricas de médio e grande porte na Região Norte do país. Apesar da expressiva capacidade produtiva da região, são projetos de difícil implementação, dada à diversidade de fatores sociais e ambientais envolvidos, ainda mais num período de difícil viabilização de projetos hidráulicos. Portanto, o momento vivenciado pelo setor hidráulico brasileiro, desfavorável à implantação de novos empreendimentos, tem exercido influência determinante sobre o acréscimo das fontes não renováveis de energia na matriz elétrica brasileira. Este cenário tem sido ainda mais favorecido pela política governamental adotada para promover a expansão do setor, especialmente no que diz respeito às medidas de curto prazo. Observa-se, nesse sentido, inexistir uma política governamental de priorização das fontes renováveis de energia para fins de geração de eletricidade, visto que, com exceção da fonte eólica, o aproveitamento do potencial ofertado pelas CGHs e PCHs, pelas termoelétricas à biomassa, entre outros energéticos com tecnologias de exploração maturadas no mercado, tem sido subestimado ou secundarizado no processo produtivo. Apesar de não ter atingido integralmente as metas preestabelecidas, o Proinfa exerceu importante função na promoção e desenvolvimento do mercado brasileiro de energias renováveis. No processo de reestruturação do SEB, o Proinfa foi integralizado pelo sistema de leilões de energia previsto pelo Novo Modelo Institucional do SEB, enquadrando-o na modalidade de Leilões de Fontes Alternativas de Energia (LFAs). Por sua vez, os LFAs parecem não ter correspondido com a mesma importância e efetividade do Proinfa. Isso porque os LFAs restringem-se a um mecanismo de comercialização de energia elétrica (fontes alternativas), sujeito a decisões governamentais, enquanto o Proinfa constituía-se num programa de incentivo à utilização destas fontes, com prazos e metas claramente estabelecidos.

Dentre os princípios estruturantes do Novo Modelo Institucional do SEB, certamente o que incide com maior envergadura sobre o setor de geração de energia elétrica diz respeito à modicidade tarifária. Concebido com o intuito de incentivar a concorrência entre os agentes de geração como estratégia para suprir a oferta de energia elétrica do SIN com tarifas módicas, o princípio da modicidade tarifária prioriza, no ato da contratação de energia (leilões), a aquisição de eletricidade ofertada ao menor preço de mercado (R\$/MWh). Trata-se, portanto, de uma política de mercado regida por leis econômicas de oferta e demanda que prioriza, como fator determinante, o preço de venda de energia elétrica. Nesse sentido, o grau de maturidade das diferentes tecnologias de exploração comercial de cada fonte energética constitui-se em diferencial de mercado, visto que tendem a se reduzir os custos produtivos da geração e, com isso, aumentar a competitividade da fonte e sua aceitação no mercado.

De modo geral, as energias renováveis têm se apresentado como as fontes mais competitivas do mercado brasileiro de eletricidade na atualidade, uma vez apresentando preços de venda (R\$/MWh) relativamente inferiores aos praticados pelas termoelétricas convencionais. Destacam-se, nesse sentido, a exploração de potenciais hidráulicos e eólicos, cujas tecnologias de exploração comercial encontram-se bastante consolidadas no país. Ademais, o Brasil detém um potencial muito grande para geração de energia elétrica a partir de termoelétricas a biomassa, principalmente a partir do aproveitamento do bagaço da cana de açúcar – mercado, este, que tende a se tornar cada vez mais atrativo nos próximos anos. Verifica-se, portanto, que a modicidade tarifária não se coloca como barreira à entrada das energias renováveis no mercado; ao contrário, tende a favorecer o acesso destas fontes em vista das vantagens competitivas que oferecem quando comparadas aos preços de negociação de energéticos não renováveis.

Ressalta-se, no entanto, a contradição que se instala entre a política de planejamento setorial praticada pelo Governo Federal como estratégia para expandir a oferta de energia elétrica do SIN e a premissa da modicidade tarifária trazida pelo Novo Modelo Institucional do SEB. Tecnicamente, o que se verifica é que a materialização do princípio da modicidade tarifária no âmbito do SEB perpassa, inevitavelmente, pela priorização das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade, o que vem na contramão da política governamental estimulada para promover a expansão do setor em curto prazo. Ademais, a forma com que o Governo Federal vem organizando a contratação de fontes renováveis de energia nos leilões de comercialização tem

caracterizado outra contradição. Em condições normais, as fontes hidráulica (principalmente, CGHs e PCHs), eólica, termoelétricas a biomassa e energia solar, apresentam dinâmicas complementares ao longo do ano para fins de geração de energia elétrica. O caráter sazonal ou intermitente de uma determinada fonte pode ser devidamente compensado pelo aproveitamento de outra, visto que em períodos secos (maio a novembro) têm-se picos de produção das fontes eólica, solar e termoelétrica a biomassa (uma vez culminando com o período de safra da cana de açúcar, gerando o bagaço como insumo produtivo), enquanto em períodos úmidos tem-se o auge da geração hidráulica. Contudo, no atual sistema de comercialização, estas fontes concorrem entre si para atender demandas específicas de energia do SIN. Este processo tem se colocado como inconveniente para se seja obtida uma participação mais expressiva destas fontes no mercado.

Por outro lado, observa-se, ainda, a discrepância praticada nos leilões de comercialização de energia no que diz respeito à proporção de energia contratada por tipo de fonte. A grande vantagem brasileira em termos de produção de energia elétrica reside justamente na complementaridade verificada entre as fontes renováveis de energia. Assim, se contratada em percentuais equivalentes e satisfatórios, a energia proveniente de sistemas hidrelétricos, eólicos, de termoelétricas a biomassa e, em futuro próximo, entre outras, da energia solar, não somente garantirá segurança operativa ao SIN no atendimento da demanda como também possibilitará ao Brasil suprir as demandas de eletricidade presentes e futuras a partir de uma matriz de natureza predominantemente renovável. Uma solução apontada como alternativa para aperfeiçoar o processo de contratação de energia consta na realização de leilões por tipo de fonte energética e de forma regionalizada, observando a disponibilidade e a dinâmica de dispersão dos recursos energéticos em vista da localização e da demanda dos centros de maior consumo. Contudo, essa proposta requer maiores investigações para comprovar sua aplicabilidade, pertinência e eficácia.

Em vista destas considerações, pode-se afirmar que a conjuntura estabelecida atualmente em torno do mercado brasileiro de eletricidade – especialmente no que diz respeito à produção hidráulica – tem exercido influência determinante sobre o setor de geração de energia elétrica, não se tratando, portanto, de uma característica ou especificidade trazida pelo Novo Modelo Institucional do SEB. De igual forma, a redução da participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira é consequência imediata da política setorial adotada pelo Governo Federal para

promover a expansão do setor, não estabelecendo relação direta com premissas estabelecidas pelo Novo Modelo do SEB. De forma particular, observa-se ainda que a não priorização de fontes renováveis de energia para fins de geração de energia elétrica tende a comprometer a modicidade tarifária do sistema elétrico brasileiro. Ficam implícitas, nessa perspectiva, a importância e contribuição das energias renováveis para concretizar a política da modicidade tarifária prevista como um dos eixos estruturantes deste Novo Modelo.

Uma vez delineadas as questões objetivas e conjunturais que acercam o mercado brasileiro de eletricidade na atualidade, parte-se para o debate em torno da atuação da Copel em matéria de aproveitamento das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade. Inicialmente, debate-se a relevância atribuída pela Companhia ao princípio da modicidade tarifária no processo de decisão e escolha dos energéticos a serem priorizados em novos empreendimentos de geração elétrica. Posteriormente, discute-se a participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica da Copel e as iniciativas de pesquisa e desenvolvimento incentivadas pela Companhia com o intuito de promover o melhor aproveitamento destes energéticos.

Como agente concessionário de geração de energia elétrica, a atuação da Copel no mercado é condicionada ao atendimento de regulamentações e procedimentos que normatizam o funcionamento do SEB. Somando-se a este quadro de natureza institucional e regulatória, a atuação da Companhia é influenciada, também, por decisões e prioridades governamentais estabelecidas para o setor. Portanto, é sobre este plano que deve ser analisada a forma em que a Copel atua e estrutura sua política estratégica para orientar seu desenvolvimento e garantir sua permanência neste competitivo e concentrado mercado.

Desde a sua fundação, em 1954, a Copel tem se dedicado e se capacitado, enquanto atividade principal, à exploração do segmento hidráulico, acumulando amplo *know-how* e destacada projeção no mercado nacional e internacional de eletricidade. Ao longo dessa trajetória, a Companhia demonstrou muito protagonismo e visão estratégica de mercado. Nos últimos anos, seguindo a conjuntura do cenário nacional, a Copel tem se deparado com um enorme desafio para viabilizar projetos em seu ramo de maior referência e tradição: a geração hidráulica. Esse processo tem forçado a Companhia a prospectar novas fontes de energia no mercado como estratégia para alavancar a expansão da capacidade produtiva de seu parque gerador. Como critério, a Copel tem buscado diversificar a sua matriz elétrica a partir da exploração de fontes

primárias para além dos limites físicos do Estado do Paraná, por sua vez capazes de oferecer competitividade de mercado e remuneração de investimentos compatível com taxas de retorno estipuladas pela empresa.

Nesse sentido, a modicidade tarifária se coloca como critério importante a ser observado no processo de escolha e definição das fontes de energia a serem prospectadas em novos empreendimentos de geração de eletricidade. Contudo, no caso específico da Copel, não se pode tomar esta questão como fator único, determinante. De forma semelhante, não se pode afirmar que, no processo de planejamento e tomada de decisão, a natureza da fonte energética tem sido secundarizada pela Copel, em grau de importância, em relação ao quesito “preço”. É bem verdade que na conjuntura atual do mercado brasileiro de eletricidade, o fator “preço” constitui-se no principal critério (ou, no critério final) a ser observado nos leilões de comercialização de energia. No entanto, não se pode atribuir ou reduzir à política da modicidade tarifária toda a responsabilidade pelo processo de decisão e escolha da Copel no que diz respeito às fontes primárias de energia a serem prospectadas em novos empreendimentos de geração elétrica. Certamente, esta visão constituiria um entendimento demasiadamente simplório, inapropriado e equívoco do processo de tomada de decisão. Isso porque, se analisada de forma desconexa, tenderia a desconsiderar todo o contexto vivenciado pelo mercado brasileiro de eletricidade nos últimos anos. Nesta seara, parece ficar evidente que o que tem levado a Copel a alocar investimentos em torno de projetos eólicos não se justifica, necessariamente, por uma questão de modicidade tarifária; e sim pelo fato da Copel ter encontrado dificuldade para viabilizar projetos de natureza hidráulica. Essa questão se coloca de forma bastante apropriada, visto que o preço de comercialização da energia eólica no mercado elétrico nacional, apesar de atrativo, demonstra-se ser relativamente superior ao praticado por empreendimentos hidrelétricos de médio e grande porte.

Observa-se, portanto, que a conjuntura vivenciada pelo mercado brasileiro de eletricidade tem exercido, atualmente, influência determinante sobre o processo de priorização e escolha das fontes de energia a serem exploradas pela Copel em suas atividades de geração de eletricidade. Essa característica é percebida, com maior propriedade, quando se analisa e se compara a composição da matriz elétrica da Companhia nos anos de 2004 e 2013. Em 2004, a Copel explorava apenas duas fontes primárias de energia em empreendimentos de geração de eletricidade, quais sejam: a geração hidráulica, a qual representava 99,6% da capacidade produtiva da empresa,

complementada pela termoeletricidade a base de carvão mineral. Cerca de uma década mais tarde, em setembro de 2013, quatro fontes energéticas compunham a matriz de geração de energia elétrica da Companhia: hidráulica (91,5%), eólio-elétrica (1%), gás natural (7,2%) e carvão mineral (0,3%). Quanto ao aproveitamento das fontes renováveis de energia, observa-se ter havido um decréscimo de 99,6% para 92,5%, respectivamente, nos percentuais de participação destes energéticos na matriz elétrica da Companhia nos anos de 2004 e set./2013. Este quadro evolutivo induz, como tendência quase que automática, à afirmação de que a Copel vem secundarizando, em sua matriz produtiva, as fontes renováveis de energia em detrimento da utilização de energéticos não renováveis. No entanto, tomados de forma isolada, estes percentuais proporcionam uma leitura superficial e distorcida da atuação da Companhia no mercado, visto que não dialogam com o contexto e a conjuntura vivenciada pelo mercado brasileiro de eletricidade assim como não expressam os investimentos reais alocados pela Companhia nos últimos anos.

Inicialmente, faz-se pertinente mencionar que o decréscimo no percentual de participação das energias renováveis na matriz elétrica da Copel decorre exclusivamente da participação da Companhia na UTE Araucária – termoelétrica movida a gás natural. Por outro lado, em resposta às mudanças trazidas pelo Novo Modelo Institucional do SEB e atenta ao quadro de dificuldades que foram se instalando em torno do setor hidráulico nos últimos anos, a Copel manteve o protagonismo empreendedor demonstrado em décadas passadas e promoveu as reformas institucionais necessárias para adequar sua estrutura funcional com o intuito de fazer frente aos desafios de mercado e prospectar novas oportunidades, dentro e fora do segmento energético. Em 2013, foram criadas as subsidiárias *Copel Renováveis* e *Copel Participações*, voltadas à exploração de novos potenciais de mercado, dentro e fora do segmento de eletricidade.

A criação destas subsidiárias exerceu efeito imediato e bastante notório sobre o setor de geração de energia elétrica da Companhia, resultando na aquisição e participação em diversos empreendimentos. Destacam-se, nesse sentido, a aquisição de diversas usinas eólio-elétricas no Nordeste brasileiro, a prospecção de novos empreendimentos hidráulicos dentro e fora do Estado do Paraná (inclusive na Região Amazônica) e a participação da Copel no consórcio que obteve a concessão para explorar quatro blocos de gás (gás natural e *shale gas*) na Região Oeste do Paraná. Esse processo de diversificação produtiva que tem marcado a atuação da Companhia

nos últimos anos chama atenção para o seguinte fato: a Copel está preparada e decidida a explorar novas oportunidades de mercado, indiferentemente da tipologia e natureza (renovável ou não renovável) das fontes primárias de energia a serem prospectadas. Essa perspectiva corrobora o protagonismo e a visão institucional desempenhada pela Companhia, ao longo de sua existência, na condução de sua política estratégica, sempre atenta aos novos desafios e oportunidades de mercado.

No que diz respeito à geração de energia elétrica, percebe-se haver um alinhamento muito grande entre a visão estratégica apresentada pela Copel para direcionar e conduzir a sua atuação no mercado com o planejamento energético que vem sendo estimulado pelo Governo Federal como alternativa para promover a expansão do setor elétrico nacional. Basicamente, no último decênio, ambas as políticas priorizaram a expansão do setor a partir da exploração de potenciais hidráulicos em diferentes regiões do país, termoelétricos não convencionais (em grande parte, a base de gás natural) e empreendimentos eólicos.

Como visto, a Copel vem tornando público o seu interesse e direcionando esforços e investimentos com vistas a promover a diversificação produtiva de suas atividades. Essa perspectiva se aplica também ao aproveitamento das fontes renováveis de energia para fins de geração energética. Na geração de eletricidade, esta característica se apresenta de forma bastante evidente ao se analisar as iniciativas desenvolvidas e incentivadas no âmbito do setor de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) da Copel. Apesar da dificuldade estabelecida em torno da viabilização de novos empreendimentos hidráulicos, a Companhia continua demonstrando amplo interesse e priorizando iniciativas voltadas ao aproveitamento de novos potenciais de exploração, dentro e fora do Estado do Paraná. Essa prioridade se estende também à fonte eólica, a qual vem recebendo atenção diferenciada da empresa nos últimos anos. Assim, as iniciativas promovidas no âmbito do setor de P&D da Copel concentram-se majoritariamente em torno da viabilização e melhoria da eficiência de aproveitamentos hidráulicos e eólicos, sendo estes os setores que recebem os maiores investimentos em relação às fontes renováveis de energia. Há de ser ressaltada, ainda, a atenção atribuída pela Companhia à indústria da biomassa, o que levanta a hipótese de que esta fonte de energia tenderá a ser explorada pela empresa em futuro próximo. Ademais, a Copel tem demonstrado, também, interesse na exploração do potencial solar fotovoltaico, atuando, inclusive, como proponente de políticas públicas e empresariais voltadas ao desenvolvimento deste mercado. Contudo, esta fonte

depende de maior maturação tecnológica para viabilizar sua utilização em escala comercial.

Em vista destas considerações, fica evidente o interesse manifestado pela Copel em diversificar e expandir a capacidade produtiva de sua matriz elétrica a partir da exploração e aproveitamento comercial de novos potenciais de mercado, o que perpassa pela prospecção de oportunidades presentes e futuras em torno do mercado das energias renováveis. Ao que tudo indica, enquanto esse mercado apresentar alternativas consideradas atrativas e rentáveis para o setor de geração de energia elétrica, contará com ampla participação da Copel na exploração e desenvolvimento deste segmento. Contudo, há de se considerar que não se trata de um mercado estático, em que todas as fontes renováveis de energia serão aproveitadas em vista de sua natureza e potencial de exploração. A opção pelo aproveitamento de determinado energético perpassa, entre outras considerações, pelas decisões acordadas no campo político, pelo conjunto de regulamentações e normativas aplicáveis ao ciclo de exploração e consumo do energético, pela política de incentivos financeiros e fiscais, pela aceitação popular, assim como pela análise de viabilidade dos empreendimentos, envolvendo variáveis de ordem econômica, social, ambiental, cultural, técnica e tecnológica, e operacional.

Por fim, em vista da temática abordada e do diálogo estabelecido em torno deste recorte de estudo, sugere-se a realização de novas investigações interessadas em aprofundar os seguintes debates: a) desenvolver modelos e investigar impactos de políticas e iniciativas de redução do consumo final de energia e de eficiência energética do sistema como forma de maximizar a oferta de energia elétrica do SIN e reduzir a necessidade de instalação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica; b) investigar se a política energética desenhada pelo Governo Federal tem se mostrado eficiente para promover a expansão da oferta de eletricidade do SIN, e se atende e responde afirmativamente aos princípios estabelecidos pelo Novo Modelo Institucional do SEB, quais sejam: segurança no suprimento, modicidade tarifária e universalização do acesso aos serviços de energia elétrica; c) investigar e sugerir modelos otimizados de contratação e despacho de energia elétrica de modo a garantir segurança operativa ao SIN no suprimento da demanda em curto, médio e longo prazo; d) elaborar diretrizes e propostas em torno de políticas de incentivo fiscal e financeiro voltadas ao desenvolvimento do mercado de energias renováveis; e) propor alternativas de aprimoramento e reformulação do sistema de contratação de energia adotado nos

Leilões de Fontes Alternativas (LFA) visando facilitar o acesso de fontes renováveis e extinguir formas de concorrência entre fontes complementares de energia; f) propor formas e modelos de contratação regionalizada de fontes renováveis de energia, priorizando a contratação de empreendimentos localizados em regiões próximas aos centros de maior consumo.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAPCH. *Relatório Técnico ABRAPCH 002/2014 – Déficit no Sudeste/Centro-Oeste: como as Pequenas Centrais Hidroelétricas e as CGHs podem ajudar muito o Brasil a recuperar a estabilidade do seu sistema elétrico?* Curitiba: ABRAPCH, 2014.

ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005.

_____. Atlas de energia elétrica do Brasil. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008a.

_____. Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2008b.

BRAGA et al. *Introdução à engenharia ambiental*. 2. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005.

BRASIL. Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002. Publicada no Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, em 29 de abril de 2002 (edição extra). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm>. Acesso em: 31 dez. 2002.

CMMAD. *Relatório Brundtland: Nosso Futuro Comum*. 2. ed. Trad. de Our common future (1988). Rio de Janeiro: Editora da Fundação Getúlio Vargas, 1991.

BERMANN, C. Impasses e controvérsias da hidreletricidade. *Estudos Avançados*, v. 21, n. 59, p. 139-153, fev. 2007.

BOYLE, G. *Renewable energy: power for a sustainable future*. 3. ed. Oxford: Oxford University Press, 2012.

CARVALHO, J. F. *O declínio da era do petróleo e a transição da matriz energética brasileira para um modelo sustentável*. 2009. 146p. Tese (Doutorado em Energia) – Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

COELHO, S. Biomassa como fonte de energia. In: GOLDEMBERG, J. et al. *Energias renováveis*. São Paulo: Blucher, 2012. p. 23-32.

CONANT, M. A.; GOLD, F. R. *A geopolítica energética*. Trad. de Ronaldo Sergio de Biasi. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1981.

COPEL. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração S.A., 2004.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração S.A., 2005.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração S.A., 2006.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração e Transmissão S.A., 2007.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração e Transmissão S.A., 2008.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração e Transmissão S.A., 2009.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração e Transmissão S.A., 2010.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração e Transmissão S.A., 2011.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração e Transmissão S.A., 2012.

_____. *Relatório da administração e demonstrações contábeis*. Curitiba: Copel Geração e Transmissão S.A., 2013a.

_____. *Informativo trimestral: 3º trimestre 2013*. Curitiba: Copel, set. 2013b.

CUSTÓDIO, R. S. *Energia eólica para produção de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2009.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2006*: ano base 2005. Rio de Janeiro: EPE, 2006.

_____. *Plano decenal de expansão de energia 2020*. 2. v. Brasília: MME/EPE, 2011.

_____. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013*. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

GIL, A. C. *Como elaborar projetos de pesquisa*. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1991.

GOLDEMBERG, J. (Coord.). *Energia e desenvolvimento sustentável*. Série sustentabilidade. São Paulo: Blucher, 2010. v. 4.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. *Energia, meio ambiente e desenvolvimento*. 3. ed. (revista e ampliada). São Paulo: EDUSP, 2011.

GREENPEACE. *[R]evolução energética: a caminho do desenvolvimento limpo*. São Paulo: Greenpeace Brasil, 2013.

IEA (International Energy Agency). *Key World Energy Statistics*. Paris, França: OECD/IEA, 2012.

IPEA. *Sustentabilidade ambiental no Brasil: biodiversidade, economia e bem-estar humano*. Série "Eixos do Desenvolvimento Brasileiro". Comunicados do IPEA, n. 77. Brasília: IPEA, fev./2011.

_____. (1989). *O Paraná reinventado: política e governo*. Curitiba: IPARDES, 2006. 2. ed.

INSTITUTO ACENDE BRASIL (2012). *Leilões no setor elétrico brasileiro: análises e recomendações*. White Paper n.º 7, São Paulo, 52 p.

JASPER, F. Paraná terá maior investimento em exploração de gás natural. *Gazeta do Povo*, Curitiba, seção economia, 29 nov. 2013. Documento eletrônico, disponível em: <<http://www.gazetadopovo.com.br/economia/conteudo.phtml?id=1429163&tit=Parana-tera-maior-investimento-em-exploracao-de-gas-natural>>. Acesso em 05 de dezembro de 2013.

KÖCHE, J. C. *Fundamentos de metodologia científica: teoria da ciência e iniciação à pesquisa*. Rio de Janeiro: Vozes, 2011.

MAGALHÃES FILHO, F. B. B. (1999). *Da construção ao desmanche: análise do projeto de desenvolvimento paranaense*. Curitiba: IPARDES, 2006.

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E. M. *Técnicas de pesquisa: planejamento e execução de pesquisas, amostragens e técnicas de pesquisa, elaboração, análise e interpretação de dados*. São Paulo: Atlas, 2009.

MME. *Resenha energética brasileira: exercício de 2011*. Brasília: MME, jul./2012.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*. Brasília: MME/EPE, 2013a.

_____. *Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico brasileiro – Março-2013*. Brasília: MME, 2013b.

MORI, R. L. *A diversificação das empresas de energia elétrica no Brasil: oportunidades e requisitos de entrada no setor de telecomunicações*. 2011. 269f. Tese (Doutorado em Economia) – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2011.

NASCIMENTO, M. V. G. (Coord.) et al. Energia eólica. In: TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência/CENERGIA, 2003.

NICHOLLS, W. H. A fronteira agrícola na história recente do Brasil: o estado do Paraná, 1920-1965. In: *Revista Paranaense de Desenvolvimento*, n. 26, p. 19-53, set./out., 1971.

NOVAES, W. (Coord.); RIBAS, O.; NOVAES, P. C. *Agenda 21 brasileira: bases para discussão*. Brasília: MMA/PNUD, 2000.

ONS. *Plano da operação energética 2012/2016 – PEN 2012*. Relatório executivo. v. 1. Rio de Janeiro: ONS, set. 2012.

ONU (2012). *Além da Rio+20: avançando rumo a um futuro sustentável*. Documento eletrônico, disponível em: <<http://www.onu.org.br/rio20/alem-da-rio20-avancando-rumo-a-um-futuro-sustentavel/>>. Acesso em 10 de outubro de 2013.

PADIS, P. C. (1981). *Formação de uma economia periférica: o caso paranaense*. Curitiba: IPARDES, 2006. 2. ed.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R. *Atlas brasileiro de energia solar*. São Paulo: INPE, 2006.

PINTO, L. *O sistema brasileiro: a retomada das PCHs e seu benefício para o SIN – uma evolução necessária*. Rio de Janeiro: ENGENHO/ABRAPCH, 2013.

RECH, H. *A formação do setor energético de Mato Grosso do Sul: uma análise à luz da Teoria do Desenvolvimento de Celso Furtado*. 2010. 315f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010.

REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century). *Renewables 2012 global status report*. Paris, França: 2012.

SACHS, I. *Caminhos para o desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: Garamond, 2009.

SANTOS, S. C. Hidrelétricas e suas consequências socioambientais. In: VERDUM, R. (org.) et al. *Integração, usinas hidroelétricas e impactos socioambientais*. Brasília: INESC, 2007.

TEODORO, D. M. *A reestruturação do setor elétrico brasileiro e os reflexos em uma empresa estatal: um estudo de caso na Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC*. 2006. Dissertação (Mestrado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2006.

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

TOLMASQUIM, M. T. *Novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.

TWIDELL, J.; WEIR, T. *Renewable energy resources*. 2. ed. Londres: Taylor & Francis, 2006.

UFPR. *Um século de eletricidade do Paraná*. Curitiba: COPEL, 1994.

WEC (World Energy Council). *World energy scenarios: composing energy futures to 2050*. London, Inglaterra, 2013.

ZILES, R.; BENEDITO, R. Panorama das aplicações da energia solar fotovoltaica. In: GOLDEMBERG, J. et al. *Energias renováveis*. São Paulo: Blucher, 2012. p. 33-42.

7 ANEXOS

ANEXO I:

Roteiro de entrevista preestabelecido para mediar o diálogo com o Sr. *LUIS GUSTAVO SOCHER*

Luis Gustavo Socher é Gerente de Departamento da Coordenadoria de Planejamento e Estudos Ambientais da Companhia Paranaense de Energia (Copel).

Entrevista concedida em 28 de fevereiro de 2014. Na oportunidade, empregou-se o roteiro de entrevista com os questionamentos apresentados a seguir:

I. Reestruturação do SEB

- 1.1 Desde os anos 90 o setor elétrico brasileiro vem sofrendo um processo de reestruturação, sendo consolidado em 2004. O que esse modelo representou para o setor de geração de energia elétrica? O que mudou em relação ao modelo anterior?
- 1.2 De que forma a política da modicidade tarifária permite a entrada de novas tecnologias no mercado (energias renováveis), por vezes apresentando preços mais elevados de comercialização e exigindo prazos maiores para amortização dos investimentos?
- 1.3 Quem poderá exercer papel de maior relevância no desenvolvimento do mercado de energias renováveis? O governo ou as concessionárias de geração?
- 1.4 Há uma incumbência do Governo Federal no controle do setor, orientando o desenvolvimento do setor de forma a priorizar determinadas fontes de energia?
- 1.5 Atualmente, as concessionárias geradoras de energia recebem algum estímulo governamental para investir em energias renováveis?

II. Mercado brasileiro de eletricidade

- 2.1 Como se dá, exatamente, o processo de inserção das fontes renováveis de energia nos leilões de comercialização de energia elétrica?

2.2 Funcionalmente, como se dá o processo de obtenção de uma autorização e/ou concessão de energia elétrica? E em que momento ocorre a comercialização da energia do empreendimento autorizado/leiloado? Há uma questão de condicionalidade?

III. Reestruturação da Copel

3.1 Em 2013, durante o processo de reestruturação institucional da Companhia, foram criadas as subsidiárias *Copel Renováveis* e *Copel Participações*. O que justifica a fundação destas subsidiárias e quais são as perspectivas vislumbradas pela Copel a partir dessa criação?

IV. A Copel no Mercado

4.1 O que levou a Copel, uma empresa de reconhecida tradição no segmento da hidroeletricidade, a investir em outras fontes de energia – sejam, estas, renováveis ou não renováveis?

4.2 Atualmente, quais são as fontes de energia consideradas pela Copel como prioritárias na expansão de sua matriz elétrica?

4.3 O que tem motivado a Copel a atuar no mercado de gás natural?

4.4 No último leilão, ocorrido em 2013, a Copel manifestou seu interesse na exploração de gás não convencional (*shale gas*) em lotes leiloados pela Aneel na Região Oeste do Paraná. No Brasil, a exploração desta tecnologia (fraturamento hidráulico) é bastante recente. Contudo, os Estados Unidos – país de maior tradição no desenvolvimento deste segmento – enfrenta uma série de contestações levantada por especialistas alertando para o potencial de poluição e degradação ambiental decorrente da exploração da atividade. Isso levou países como França, Bulgária e África do Sul, além da cidade de Quebec, no Canadá, a decretarem moratória à atividade. No Brasil, já ocorreram diversas manifestações em contraposição ao desenvolvimento deste segmento. No Paraná, essa questão foi motivo de audiência pública, na qual se chegou a conclusão de que deveria ser decretada moratória à atividade. Como a Copel visualiza e se posiciona diante desta questão?

4.5 Mercado livre ou regulado? Quais as vantagens e desvantagens de comercializar energia nesses mercados?

ANEXO II:

Roteiro de entrevista preestabelecido para mediar o diálogo com o Sr. IVO AUGUSTO DE ABREU PUGNALONI

Ivo Augusto de Abreu Pugnali é presidente da Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas (ABRAPCH), e também dos grupos Enercons e Enerbios – Energias Sustentáveis.

Entrevista concedida em 14 de março de 2014. Na oportunidade, empregou-se o roteiro de entrevista com os questionamentos apresentados a seguir:

I. Reestruturação do setor elétrico brasileiro

- 1.1 Desde os anos 90 o setor elétrico brasileiro vem sofrendo um processo de reestruturação, sendo consolidado em 2004. O que esse modelo representou para o setor de geração de energia elétrica? O que mudou em relação ao modelo anterior?
- 1.2 De que forma a política da modicidade tarifária permite a entrada de novas tecnologias no mercado (energias renováveis), por vezes apresentando preços mais elevados de comercialização e exigindo prazos maiores para amortização dos investimentos?
- 1.3 Quem poderá exercer papel de maior relevância no desenvolvimento do mercado de energias renováveis? O governo ou as concessionárias de geração?
- 1.4 Há uma incumbência do Governo Federal no controle do setor, orientando o desenvolvimento do setor de forma a priorizar determinadas fontes de energia?
- 1.5 Qual é a maior barreira para a entrada das energias renováveis no mercado?
- 1.6 O que a Medida Provisória n.º 357 significa, na prática, para as concessionárias de energia, em suas atividades de geração?

II. Mercado brasileiro de eletricidade

- 2.2 Como se dá, exatamente, a inserção das fontes renováveis de energia nos leilões de comercialização de energia elétrica? Há uma certa independência das concessionárias ou estas ficam condicionadas a estrutura e tipologia dos leilões definidos pelo Governo Federal?

- 2.3 Quais as perspectivas de desenvolvimento das energias renováveis nos próximos anos? Quais fontes deverão ser priorizadas pelo Governo Federal?
- 2.4 A expansão do sistema elétrico tem passado, nos últimos anos, pela priorização de termoelétricas não renováveis. Qual a racionalidade desta estratégia?
- 2.5 Se priorizadas as PCHs no despacho do sistema, em substituição às térmicas não renováveis, haveria prejuízos ou riscos à confiabilidade e segurança no abastecimento do sistema?
- 2.6 Na atual conjuntura do modelo institucional do setor elétrico brasileiro, há espaço para pequenos geradores?

III. Atuação das Concessionárias

- 3.1 De certa forma, este modelo tem influenciado as concessionárias de energia a buscarem novas alternativas de geração, sejam elas renováveis ou não renováveis?
- 3.2 Como o Senhor vê a entrada da Copel no setor de energias não renováveis, com interesse publicamente manifestado na exploração do mercado de gás natural e *shale gas*?