

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Bruno Muratori Seibel

Ações estruturais, operacionais e econômicas no contexto do Sistema Interligado Nacional, impulsionadas por regimes de baixas afluências no Brasil.

Florianópolis

2023

Bruno Muratori Seibel

Ações estruturais, operacionais e econômicas no contexto do Sistema Interligado Nacional, impulsionadas por regimes de baixas afliências no Brasil.

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antônio Felipe da Cunha de Aquino, D.Sc.

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra

Seibel, Bruno Muratori

Ações estruturais, operacionais e econômicas no contexto do Sistema Interligado Nacional, impulsionadas por regimes de baixas afluências no Brasil. / Bruno Muratori Seibel ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, 2023.
99 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Crise Hídrica. 3. Melhorias do Sistema Elétrico. 4. Mercado de Energia. 5. Diversificação Elétrica. I. de Aquino, Antonio Felipe da Cunha. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Bruno Muratori Seibel

Ações estruturais, operacionais e econômicas no contexto do Sistema Interligado Nacional, impulsionadas por regimes de baixas afliências no Brasil.

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

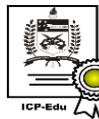
Florianópolis, 13 de julho de 2023.



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 19/07/2023 10:11:20-0300
CPF: ***.850.100-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Antonio Felipe da Cunha de Aquino
Data: 19/07/2023 08:37:42-0300
CPF: ***.652.117-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Erlon Cristian Finardi
Data: 19/07/2023 08:24:26-0300
CPF: ***.364.749-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Bryan Almeida Silva Ambrosio
Data: 19/07/2023 10:50:52-0300
CPF: ***.819.386-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Bryan Almeida Silva Ambrósio, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar aos meus pais, a minha mãe Maria Cláudia e ao meu pai Carlos Felipe que sempre me apoiaram para que eu estivesse aqui.

A todos os meus irmãos, que sempre com muito carinho me fazem sentir que nunca estou sozinho na minha caminhada.

À minha família que sempre me apoiou e me ensinou perseverança e de ir atrás dos meus sonhos.

Ao professor Antonio Felipe que teve muita paciência com meu trabalho e me mostrou o caminho de como realizar o trabalho com excelência.

Aos meus amigos que sempre me apoiaram e transformaram toda a caminhada em algo proveitoso e mais leve.

A minha querida Taís que sempre acreditou em mim e me ajudou a ter resiliência no final de todo o percurso.

A todo corpo docente do departamento de Engenharia Elétrica que me ensinou a resolver problemas de engenharia e da vida com um olhar questionador, encontrando soluções práticas para as adversidades.

A todos os demais servidores da UFSC, que fazem jus a universidade de referência nacional e internacional.

Por fim, e não menos importante, agradeço a todos que contribuíram de formas indiretas e diretas para a realização do meu trabalho.

If you want to find the secrets of the universe, think in terms of energy, frequency and vibration. (Nikola Tesla).

RESUMO

O presente trabalho consiste na pesquisa de evoluções em caráter estrutural, operacional e econômica do setor elétrico brasileiro frente a crises hídricas de maior relevância. Nos últimos 25 anos, destacam-se três períodos de escassez hídrica que resultaram em risco de desabastecimento no Brasil: o ano de 2001, no qual a maior parte dos consumidores do país foi submetida a racionamento de energia, os anos de 2014/2015 e, mais recentemente, os anos de 2020/2021. A forte correlação entre as crises hídricas e as crises energéticas no país está associada à participação expressiva da geração hidráulica no suprimento de energia elétrica. Neste sentido, os efeitos dos períodos de baixas afluências conduzem à adoção de medidas que visam o aumento da segurança energética, tais como a expansão dos recursos energéticos por meio da inserção de novas fontes de energia, o estabelecimento de novas diretrizes para melhor utilização dos recursos e a expansão da malha de transmissão. Neste trabalho, procura-se relacionar medidas de caráter estrutural e operacional que foram tomadas para o enfrentamento das últimas crises no Brasil, bem como avaliar qualitativamente a sua importância para o aumento da segurança energética no Sistema Interligado Nacional (SIN). Outro aspecto examinado diz respeito à avaliação de alguns efeitos econômicos decorrentes das crises hídricas experimentadas pela sociedade brasileira, uma vez que os custos com energia elétrica afetam os processos produtivos das indústrias, o funcionamento do comércio e qualidade de vida nas residências.

Palavras-chave: Crise Hídrica. Melhorias do Sistema Elétrico. Mercado de Energia. Diversificação Elétrica.

ABSTRACT

The present work consists of researching the evolution of the structural, operational, and economic aspects of the Brazilian electric sector in the face of most significant water crises. In the last 25 years, three periods of water scarcity stand out, resulting in the risk of energy shortages in Brazil: the year 2001, during which a large part of the country's consumers experienced energy rationing, the years 2014/2015, and more recently, the years 2020/2021. The strong correlation between water scarcity and energy crises in the country is associated with the significant contribution of hydroelectric generation to the electricity supply. In this sense, the effects of periods of low water flows lead to the adoption of measures aimed at increasing energy security, such as expanding energy resources through the integration of new energy sources, implementing new regulations to better utilize resources, and developing new transmission networks. This work seeks to relate structural and operational measures that were taken to address the recent crises in Brazil, as well as to qualitatively assess their importance in enhancing energy security in the Brazilian Interconnected Power System (BIPS). Another aspect examined concerns the evaluation of some economic effects resulting from the water crises experienced by Brazilian society, given that the costs of electricity affect industrial production processes, commercial operations, and the quality of life in households.

Keywords: Water Crisis. Brazilian Interconnected Power System (BIPS). Energy Market. Energy Diversification.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Participação de fontes renováveis nas matrizes elétricas brasileira e mundial	21
Figura 2 - Composição da matriz elétrica brasileira em 2022.....	27
Figura 3 - Principais usinas com reservatórios do Brasil.	29
Figura 4- Principais usinas com reservatórios na região Sudeste e no estado do Paraná.	30
Figura 5 - Capacidade instalada em usinas eólicas e número de parques por estado.....	33
Figura 6 – Evolução da geração fotovoltaica em termos de geração centralizada e distribuída.....	34
Figura 7 – Sistema de transmissão horizonte 2027	37
Figura 8 – Diagrama esquemático das interligações equivalentes entre submercados no SIN.....	38
Figura 9 – Função de Custo Total e Valor da Água	39
Figura 10 - ENA Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste 2000 a 2020.	46
Figura 11 – Geração por tipo de fonte em 2001	47
Figura 12– Consumo por nicho em 2001	48
Figura 13 – Preço médio anual do PLD entre os anos de 2000 e 2010.....	49
Figura 14 – Capacidade Instalada e geração de Termelétricas a Gás Natural.....	51
Figura 15 – Energia Prevista e Efetivamente Gerada pelas usinas do PROINFA em 2010.	52
Figura 16- Localização e número de pontos de Geração Distribuída, por tipo de fonte, em junho de 2023	56
Figura 17- Expansão da malha de transmissão brasileira.....	58
Figura 18 - Energia armazenada nos reservatórios do país entre 2010 e 2020	62
Figura 19 – Histórico de PLD horizonte 2001 até dezembro de 2015	64
Figura 20 - Geração Elétrica Brasileira em 2014	65
Figura 21 - Histórico de Bandeiras Tarifárias	68
Figura 22 – Novas unidades Consumidoras no ACL horizonte 2015 a 2021	69

Figura 23 – Classificação das fontes de energia incentivada, segundo a resolução ANEEL nº 376/2009.....	70
Figura 24- Comparação de consumo 2019 a 2022 - todas as classes	74
Figura 25 - Comparação de consumo 2019 a 2022 - classe comercial.....	75
Figura 26- Comparação de consumo 2019 a 2022 - classe industrial	76
Figura 27- Comparação de consumo 2019 a 2022 - classe residencial	76
Figura 28 - Composição da matriz elétrica brasileira em 2021	77
Figura 29- Efeito Redução voluntária do Consumo	80
Figura 30 - Operação da CDE Covid	83
Figura 31 – Histórico do PLD de 2020 até a segunda semana operativa de novembro de 2021	84
Figura 32 Geração por segurança energética em MWm 2021	85
Figura 33 - Valor arrecadado em reais por encargo de segurança energética em 2021 .	86
Figura 34 - Valor ESS versus PLD SE/CO	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Usinas termelétricas por tipo	32
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Consumo Livre
ACR	Ambiente de Consumo Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara Nacional de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenada nos Reservatórios
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviços de Sistema
GD	Geração Distribuída
GFOM	Geração Fora da Ordem de Mérito
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termoelétrica

SUMÁRIO

1	Introdução	21
1.1	Objetivos.....	23
1.1.1	Objetivo geral	23
1.1.2	Objetivos Específicos	23
1.2	Estrutura do Documento	24
2	Aspectos Gerais do Sistema Elétrico Brasileiro.....	25
2.1	Arranjo institucional do setor elétrico brasileiro	25
2.2	Matriz Elétrica Brasileira.....	26
2.2.1	Geração Hidrelétrica.....	27
2.2.2	Geração Termelétrica.....	31
2.2.3	Geração Eólica.....	32
2.2.4	Geração Solar Fotovoltaica.....	34
2.3	Mercado de Energia Elétrica	35
2.3.1	Os submercados do SIN.....	36
2.3.2	Função de Custo Futuro e Valor da Água	39
2.3.3	Preço de Liquidação das Diferenças Introdução (PLD)	40
2.3.4	Encargo de Serviço de Sistema (ESS).....	41
2.3.5	Encargo de Energia de Reserva (EER).....	42
2.3.6	Introdução ao conceito de Bandeiras Tarifárias	43
3	Crise Hídrica de 2001	44
3.1	Contexto Histórico.....	44
3.2	Afluências de 2001	45
3.3	Panorama da Geração e consumo de energia elétrica em 2001	47
3.4	Efeitos da crise no preço da energia elétrica	49
3.5	Melhorias motivadas pela crise de 2001.....	50

3.5.1	Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).....	50
3.5.2	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).....	51
3.5.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	52
3.5.4	Geração Distribuída	55
3.5.5	Conta de Desenvolvimento Energético	57
3.5.6	Efeitos no sistema de transmissão	57
3.6	Síntese da Crise de 2001	58
4	Crise Hídrica de 2014 E 2015	61
4.1	Contexto Histórico.....	61
4.2	Custos decorrentes da gestão da crise de 2014 e 2015	62
4.3	Geração de energia elétrica em 2014.....	65
4.4	Melhorias decorrentes da crise hídrica	66
4.4.1	Bandeiras tarifárias	66
4.4.2	Melhoria do Ambiente de Consumo Livre	68
4.5	Síntese da Crise hídrica de 2014/2015.....	71
5	Crise Hídrica de 2020 e 2021	73
5.1	Caracterização da crise e DO Contexto Social	73
5.2	Matriz de Geração Elétrica em 2021	77
5.3	Medidas de Contenção dos Efeitos da Crise Hídrica.....	78
5.3.1	Redução Voluntária da Demanda (RVD).....	79
5.3.2	Redução Voluntária do Consumo (RVC).....	80
5.3.3	CDE Covid	81
5.3.4	Comportamento do PLD durante a crise	83
5.3.5	Encargo de segurança energética.....	85
5.3.6	Bandeiras Tarifárias.....	87

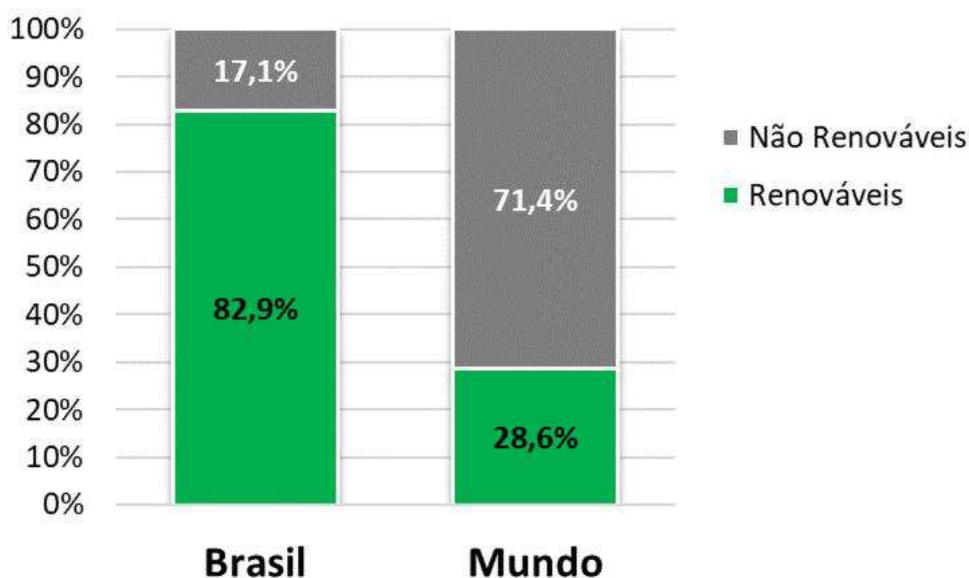
5.4	Melhorias pós crise hídrica de 2020 e 2021	87
5.4.1	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais (CPAMP).....	87
5.4.2	PLD x Encargo de segurança energética	88
5.5	Síntese da Crise hídrica de 2020/2021.....	90
6	CONCLUSÃO.....	93
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	94

1 INTRODUÇÃO

Segundo dados da EPE (2022), 65,2% da geração de energia elétrica no Brasil é proveniente de fontes hidráulicas, em comparação com uma geração de 16,1% desse mesmo tipo de usina para o restante do mundo.

Quando as necessidades globais atuais são observadas, com a exigência da adoção de medidas sustentáveis e redução dos impactos ambientais, vemos que o Brasil pode ser citado como um exemplo de matriz elétrica limpa. Tal constatação está evidenciada na Figura 1, que apresenta a participação da geração renovável na matriz elétrica brasileira e na matriz elétrica mundial. No Brasil, 82,9% da geração instalada é proveniente de fontes renováveis; essa proporção é de apenas 28,6% no mundo (EPE, 2022).

Figura 1 – Participação de fontes renováveis nas matrizes elétricas brasileira e mundial



Fonte: EPE (2022).

O fato de que a maior parte da geração no Brasil seja de origem hidrelétrica tem como consequência um sistema de energia elétrica altamente dependente dos recursos hídricos. Neste sentido, as crises de escassez hídrica são de especial interesse para o setor elétrico brasileiro. Quando os períodos de crise são analisados, pode-se notar os efeitos vivenciados pelos consumidores de energia elétrica, bem como as medidas governamentais adotadas para a gestão

da crise. Tais informações permitem compor um panorama sobre as crises passadas, com informações úteis para profissionais do setor elétrico que, no futuro, poderão estar envolvidos na gestão de novas crises de escassez hídrica.

Quando os últimos 25 anos são examinados, destacam-se três períodos de crise de escassez hídrica no Brasil, todos de especial interesse no contexto deste trabalho: o ano de 2001, no qual a maior parte dos consumidores do país foi submetida a racionamento de energia, os anos de 2014/2015 e, mais recentemente, os anos de 2020/2021.

De acordo com Rockmann (2021), em uma reunião do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 8 de março de 2001, o então diretor-geral da Agência Nacional do Petróleo (ANP), David Zylbersztajn, alertou o presidente Fernando Henrique Cardoso sobre a iminência de uma crise no suprimento de energia elétrica, que poderia levar ao seu impeachment. Como resultado, técnicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) trabalharam durante dias para definir um plano de contingenciamento de cargas que propôs uma redução de 20% na carga elétrica a partir de julho de 2001.

A experiência da crise de 2001 evidenciou a fragilidade do suprimento de energia elétrica no Brasil, à época ainda mais dependente das aflúncias. Como resultado das ações de governo, diversas medidas foram adotadas para mitigar os riscos de desabastecimentos futuros.

Segundo Street (2015), em 2012 ficou evidente a má administração dos recursos hídricos. O ano de 2012 foi iniciado com o maior nível de armazenamento registrado até então, acima de 70%, e terminou em patamar inferior a 30%. Na visão do autor, a má gestão dos recursos energéticos combinada com um período de aflúncias bastante críticas culminou na crise de 2014/2015. Embora não tenha havido redução obrigatória do consumo de energia elétrica (acionamento) à época, houve alta nos preços no mercado de energia elétrica, que motivou o estabelecimento das bandeiras tarifárias.

Mais recentemente, o ano de 2020 ficou caracterizado com o da maior crise hídrica desde 1931, motivando o despacho de todas as usinas termelétricas do país para garantir o suprimento da carga em 2021 (DRHMA/UFRJ, 2022). É importante notar que no período que se seguiu ao ano de piores aflúncias dos últimos noventa anos não foi necessário impor medidas de racionamento de energia, graças à diversificação da matriz elétrica brasileira, com maior participação de geração termelétrica e eólica.

É importante destacar que a energia elétrica é um insumo essencial para o bem-estar da sociedade e o desenvolvimento econômico do país. Portanto, a motivação central do presente trabalho reside na importância de compreender de que forma os períodos de escassez hídrica impactaram o setor elétrico brasileiro e como os órgãos competentes agiram para a mitigação dos riscos de desabastecimento nos últimos 25 anos.

1.1 OBJETIVOS

Apresentam-se, a seguir, os objetivos gerais e específicos do trabalho.

1.1.1 Objetivo geral

O trabalho tem como objetivo central a pesquisa de evoluções em caráter estrutural, operacional e econômica do sistema elétrico brasileiro frente a crises hídricas de maior relevância nos últimos 25 anos, registradas nos anos de 2001, 2014/2015 e 2020/2021. Especial atenção será dada às ações com foco na melhoria da segurança energética e na redução da dependência de recursos hídricos para a geração de energia no sistema elétrico brasileiro.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os seguintes objetivos específicos foram considerados para a elaboração deste trabalho:

- Descrever a matriz elétrica brasileira atual, caracterizando sua dependência em relação à geração hidrelétrica e afluências;
- Descrever o regimento atual do setor elétrico brasileiro e os mecanismos de formação do preço da energia elétrica;
- Retratar historicamente as crises hídricas no Brasil e as medidas operacionais e estruturais adotadas no sistema elétrico (2001, 2014-2015, 2020-2021);

- Analisar os impactos das crises hídricas relatadas em comparação com as crises hídricas anteriores, qualificando a importância das medidas tomadas.
- Caracterizar os efeitos no preço da energia elétrica ao longo dos últimos anos, correlacionando-os com a condição das afluências.

1.2 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este trabalho está organizado em seis capítulos. A motivação e os objetivos do trabalho estão apresentados no capítulo 1. O capítulo dois tem como principal objetivo apresentar o arranjo institucional do setor elétrico brasileiro, bem como as características estruturais básicas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em seguida, nos capítulos três, quatro e cinco são abordadas as crises hídricas de 2001, 2014/2015 e 2020/2021 respectivamente. Neles são abordados principalmente o momento político em que o Brasil passava e as medidas que foram tomadas para otimizar os recursos hídricos assim como as melhorias que cada período trouxe para o sistema brasileiro tornar-se robusto frente a esses períodos. Dessa forma, a partir do capítulo quatro (crise hídrica de 2014/2015), compara-se como o sistema se comporta com as baixas afluências versus como era em 2001.

Por fim, no capítulo 6 concluí-se o estudo avaliando tudo que foi implementado no sistema relacionado às melhorias desses 20 anos, com as possíveis sugestões para trabalhos futuros.

2 ASPECTOS GERAIS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Para abordar aspectos estruturais, econômicos e operacionais do sistema elétrico brasileiro, é necessário apresentar alguns conceitos e definições importantes. Na seção 2.1, apresenta-se o arranjo institucional do setor elétrico brasileiro. As características estruturais do SIN estão apresentadas na seção 2.2, com destaque para a geração hidrelétrica no SIN. Por fim, no tópico 2.3 são apresentadas as características do mercado de energia elétrica. Nesse segmento, destacam-se duas divisões de tarifação: o mercado livre e o regulado. Na seção, são exploradas as particularidades de cada um, evidenciando as componentes de formação de preço na conta final dos consumidores, por meio do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), bandeiras tarifárias e encargos.

2.1 ARRANJO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Apresenta-se a seguir as instituições que atuam no âmbito do setor elétrico brasileiro, bem como as competências associadas:

Ministério de Minas e Energia (MME): é o órgão do governo federal responsável pelas políticas energéticas;

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): é um órgão interministerial de assessoramento à presidência da república, que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país;

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): foi criado pela Lei 10.848, de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional;

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel): foi criada pela Lei nº 9.427, 26 de dezembro de 1996, e tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): foi criada pela Lei Nº 10.848, 15 de março de 2004, e reúne empresas e instituições que viabilizam operações de compra e venda de energia em todo o país; é responsável pela contabilização das transações no mercado regulado e no mercado livre.

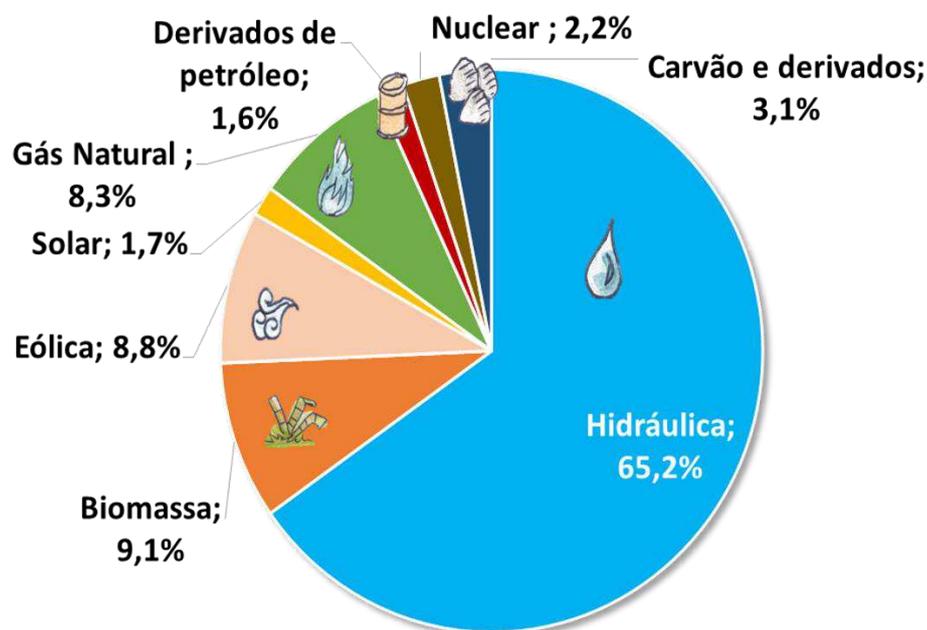
Empresa de Pesquisa Energética (EPE): foi criada pela foi criada pela Lei Nº 10.847, 15 de março de 2004; é uma empresa vinculada ao MME com a finalidade de realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético;

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): foi criado pela Lei nº 9.648, em 26 de agosto de 1998; empresa responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia no SIN e por administrar a Rede Básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

2.2 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Conforme exposto anteriormente, o sistema de geração de energia elétrica no Brasil é ainda fortemente dependente de recursos hídricos. Tal dependência é evidenciada na Figura 2, que apresenta a composição da matriz elétrica brasileira em 2022, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética.

Figura 2 - Composição da matriz elétrica brasileira em 2022.



Fonte: EPE (2022).

Apresenta-se, a seguir, as características gerais das principais fontes de geração utilizadas no Brasil.

2.2.1 Geração Hidrelétrica

De acordo com Reis (2021), nas centrais hidrelétricas, a água desempenha o papel de acionar uma turbina hidráulica, responsável por movimentar o rotor de um gerador elétrico e gerar energia elétrica. A quantidade de água utilizada, medida pela sua vazão em metros cúbicos por segundo (m^3/s), pode ser completamente liberada pela instalação, seja ela com ou sem reservatório de acumulação, ou apenas parcialmente liberada nos casos em que a geração de energia elétrica é apenas um dos usos múltiplos da água.

Segundo a EPE (2022), a hidroeletricidade, por seu menor custo de geração e pelas condições geográficas do Brasil que favorecem a abundância do recurso hídrico, é a fonte predominante no país há várias décadas. A grande extensão territorial, com diversos planaltos e rios com vazões favoráveis resulta em um potencial de geração hídrica estimado de 172 GW, dos quais mais de 60% já foram aproveitados. A maior parte do potencial não aproveitado se

concentra na região Norte. A geração hidrelétrica é uma tecnologia madura e confiável, além de ser uma fonte renovável de energia, com baixa emissão de gases de efeito estufa.

É importante destacar a existência de dois tipos de usinas hidrelétricas, as conhecidas como fio d'água e as usinas com reservatórios. Nas usinas com reservatórios é possível ajustar os despachos de geração com maior flexibilidade e estocar energia por meio do acúmulo de água nos reservatórios, permitindo geração mesmo em períodos secos. Já o despacho de geração das usinas a fio d'água estão diretamente associados às aflúências dos rios em cada período, havendo pouca ou nenhuma flexibilidade operacional.

As hidrelétricas são fontes de energia limpas. Entretanto, a disponibilidade de energia ao longo do tempo está diretamente associada à distribuição e a localização das chuvas em determinado período.

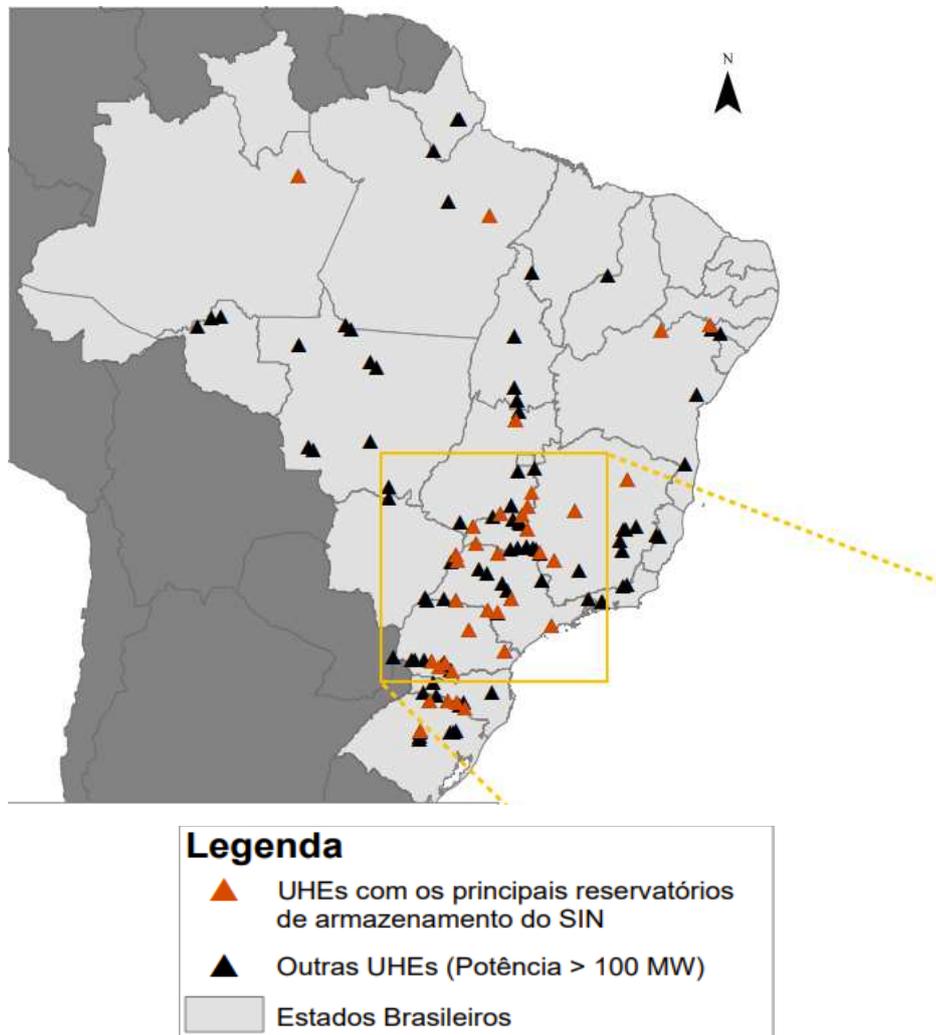
2.2.1.1 Reservatórios associados às usinas hidrelétricas brasileiras

No contexto de sistema elétrico brasileiro, as usinas hidrelétricas desempenham papel principal na geração de energia, ao mesmo passo que contemplam os requisitos de geração renovável. Para explorar as características principais desse tipo de fonte, é necessário avaliar o tema dos reservatórios no país que viabilizam esse tipo de fonte.

A maior parte (70 %) da capacidade de armazenamento de água para geração de energia elétrica no país se concentra no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, apesar dos reservatórios estarem presentes em todas as regiões do Brasil. Destaque para as bacias do Rio Paraná, e seus afluentes Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema, nas quais estão instaladas usinas hidrelétricas importantes. Nessa região também se concentram regiões de importante atividade econômica do país, com muitos consumidores de água. Dessa forma, é evidenciada a importância do gerenciamento desses recursos hídricos para segurança energética e para o atendimento aos recursos de água para a população (EPE, 2021).

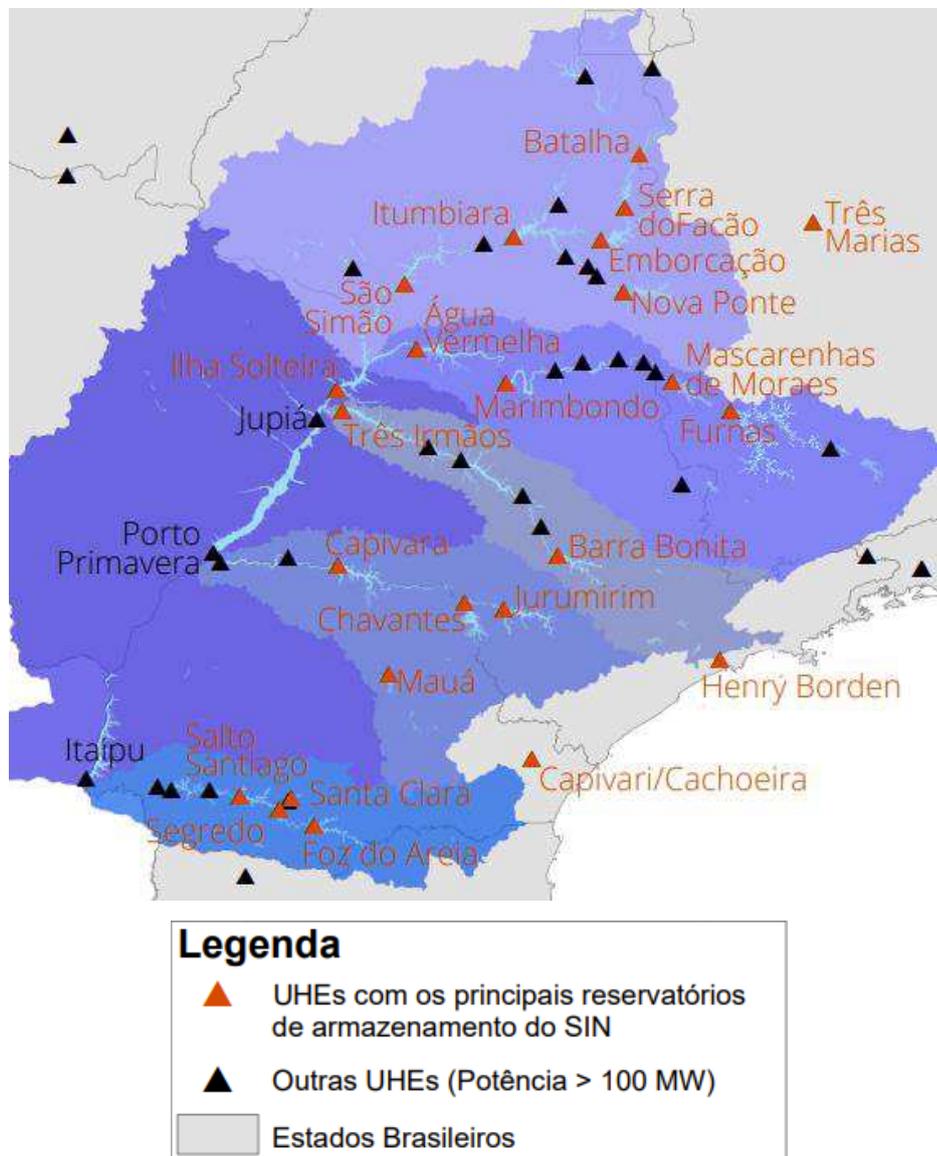
A localização das usinas com reservatório no país é destacada na Figura 3. Fica evidenciada, na figura, a maior concentração de usinas na região Sudeste e no estado do Paraná. Na Figura 4 apresenta-se o detalhamento da área em destaque na Figura 3, com indicação das principais usinas hidrelétricas para melhor entendimento da localização dos reservatórios associados.

Figura 3 - Principais usinas com reservatórios do Brasil.



Fonte: EPE (2021).

Figura 4- Principais usinas com reservatórios na região Sudeste e no estado do Paraná.



Fonte: EPE (2021).

Diante do apresentado, observa-se que a região do Sudeste concentra os maiores reservatórios do país, que são considerados a “caixa d’água” que alavanca a produção de energia elétrica do país. Conseqüentemente, potenciais riscos de desabastecimento de energia elétrica estão diretamente atrelados a cenários de baixas afluências nesta região.

2.2.2 Geração Termelétrica

Segundo Reis (2021), o funcionamento das centrais termelétricas é baseado em um processo de conversão de energia térmica em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica. A conversão da energia térmica em energia mecânica ocorre por meio do uso de um fluido que, ao expandir-se, gera trabalho nas turbinas térmicas. O trabalho mecânico é utilizado para acionar um gerador elétrico, permitindo a conversão final para energia elétrica.

A produção de energia térmica pode ser obtida também através da transformação de energia química em processos de combustão, ou por meio da energia nuclear dos combustíveis radioativos, através da fissão nuclear.

As principais fontes primárias de energia, ou combustível, são o gás natural, a biomassa, o carvão mineral e compostos radioativos, que geram energia através do processo de fissão nuclear. A escolha do tipo de combustível a ser utilizado em cada usina está relacionada a critérios econômicos, técnicos, logísticos e ambientais.

As fontes de geração termoelétrica podem cumprir diversos papéis na operação eletroenergética do sistema, sendo elas: geração de base, geração complementar a fontes renováveis ou atendimento às demandas de ponta. Esse tipo de fonte é estratégico para o sistema brasileiro, principalmente nos períodos de escassez hídrica. Adicionalmente, com a utilização de fontes intermitentes no sistema, como solar e eólica, as usinas a combustível podem ser importantes para o suprimento às cargas na ausência de vento e/ou sol (EPE 2022).

Um ponto de destaque do uso de fontes termelétricas é que além de a energia resultar na maior emissão de poluentes, o custo de geração é maior. Isso ocorre devido ao custo adicional relacionado ao combustível que será utilizado para a geração elétrica.

Em particular, a queima de bagaço de cana de açúcar em usinas a biomassa se enquadra nas categorias de energia renovável e térmica ao mesmo tempo. Por definição, esse tipo de geração apresenta características sazonais, relacionadas às safras que fornecem a matéria orgânica para queima. Por exemplo, o período de safra da cana de açúcar ocorre entre os meses de abril e novembro nas regiões do Centro-Sul e entre os meses de novembro e abril na região Nordeste (ROSSETTO, 2022).

Os tipos de combustível utilizados nas usinas termelétricas brasileiras são apresentados na Tabela 1. Nesta tabela, são destacados o número de usinas por tipo, bem como a potência

instalada para esse segmento. Os dados foram obtidos da ANEEL, tendo como referência o parque gerador instalado em março de 2023.

Tabela 1- Usinas termelétricas por tipo

Origem	Tipo de Usina	Subtipo de Usina	Qtd de Usinas por Subtipo	Potência Instalada (MW)
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	420	11839,066
Biomassa	Agroindustriais	Biogás	4	31,867
Biomassa	Agroindustriais	Capim Elefante	2	31,700
Biomassa	Agroindustriais	Casca de Arroz	13	53,333
Biomassa	Biocombustíveis Líquidos	Etanol	1	0,320
Biomassa	Biocombustíveis Líquidos	Óleos vegetais	5	17,1804
Biomassa	Floresta	Biogás	1	5,000
Biomassa	Floresta	Carvão Vegetal	7	38,197
Biomassa	Floresta	Gás de Alto Forno	12	127,705
Biomassa	Floresta	Lenha	11	165,075
Biomassa	Floresta	Licor Negro	21	3275,886
Biomassa	Floresta	Resíduos Florestais	72	713,990
Biomassa	Resíduos animais	Biogás	17	6,023
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Biogás	26	193,135
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Carvão	3	8,250
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Resíduos Sólidos Urbanos	8	24,413
Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo	2	28,400
Fóssil	Carvão mineral	Carvão Mineral	13	3202,740
Fóssil	Carvão mineral	Gás de Alto Forno	7	351,690
Fóssil	Gás natural	Calor de Processo	2	405,320
Fóssil	Gás natural	Gás Natural	180	17041,741
Fóssil	Outros Fósseis	Calor de Processo	4	165,970
Fóssil	Petróleo	Gás de Alto Forno	1	1200
Fóssil	Petróleo	Gás de Refinaria	7	419,530
Fóssil	Petróleo	Óleo Combustível	47	3097,307
Fóssil	Petróleo	Óleo Diesel	2131	3977,347
Fóssil	Petróleo	Outros Energéticos de Petróleo	16	985,108

Fonte: ANEEL (2023).

2.2.3 Geração Eólica

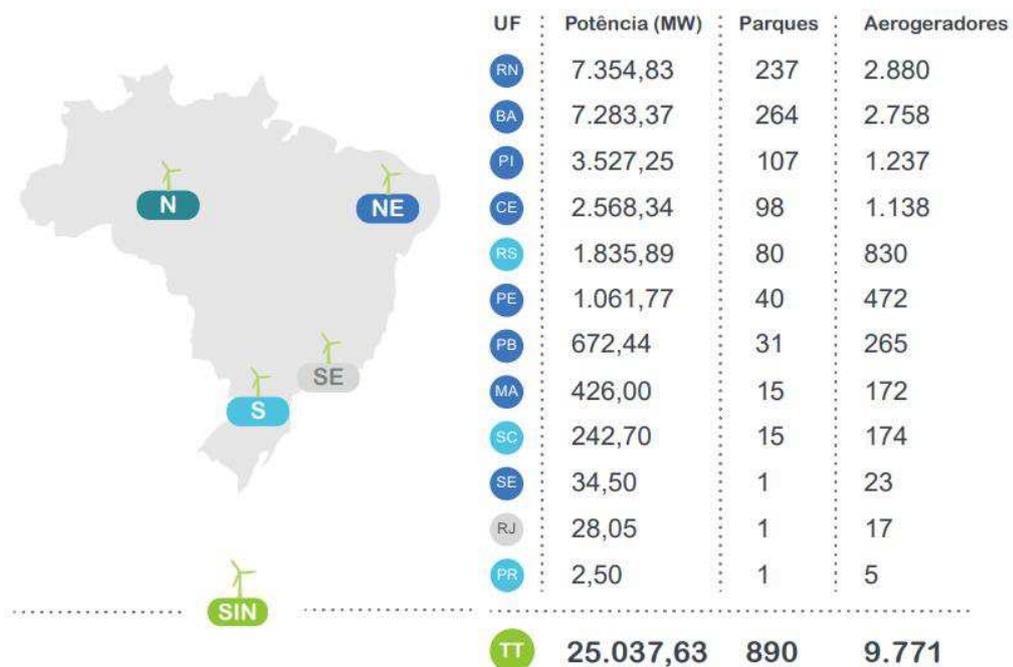
A energia eólica é baseada na energia cinética contida nos movimentos das massas de ar na atmosfera, conhecidos como ventos. Um dos principais fatores que influenciam a geração dos ventos é o aquecimento desigual da superfície terrestre, sendo mais aquecida próxima ao

Equador e mais fria próxima aos polos, o que favorece a geração de energia eólica no Nordeste (REIS, 2021).

Em grande expansão no SIN, a geração eólica já representa mais de 13% da capacidade instalada do país, tendo atingido 25,2 GW. No Brasil está majoritariamente no Nordeste, justamente pela característica física explorada anteriormente, o que tem viabilizado os empreendimentos. A forte concentração de geração na região Nordeste impõe desafios para exportação dos excedentes para as demais regiões do país, estressando o sistema de transmissão associado às interligações. Alguns aspectos relacionados às limitações do sistema de transmissão serão abordados na seção 3.3.6.

A capacidade instalada das usinas eólicas por estado é destacada na Figura 5. Fica evidenciada a maior relevância de parques geradores nos estados do Rio Grande do Norte e Bahia. Com base nos dados da ABEEólica (2023), a energia eólica gerada no submercado Nordeste no ano de 2022 correspondeu a 120,5% da energia consumida neste submercado (14.722 MWmed).

Figura 5 - Capacidade instalada em usinas eólicas e número de parques por estado



Fonte: ABEEólica (2023).

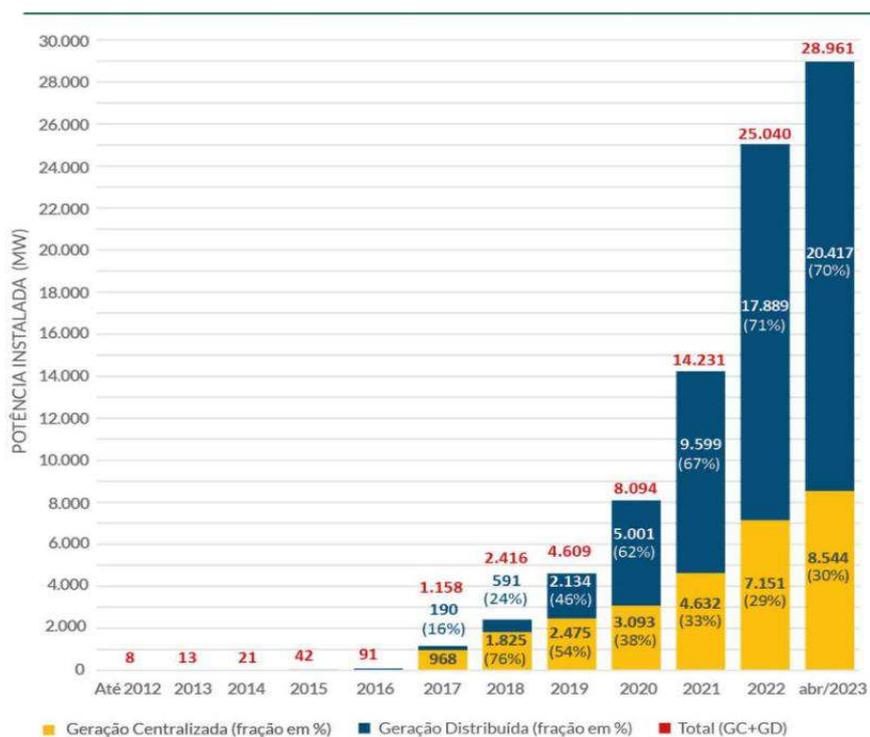
2.2.4 Geração Solar Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é obtida através da conversão da energia solar em eletricidade. Esse tipo de geração tem grande flexibilidade locacional, podendo ser instalada no telhado das residências, comércios ou indústrias, assim como em locais direcionados apenas para a geração desse tipo de energia. Seus maiores diferenciais que culminam na popularidade são a facilidade de instalação, dado o curto prazo para a execução desses projetos (EPE, 2022).

A geração solar é um tipo de usina que está em ascensão tanto no Brasil como no mundo. Um grande destaque para esse tipo de usina é a facilidade da instalação, o que permite que diversos consumidores possuam esse tipo de usina junto da sua carga, sendo em residências, comércios ou indústrias. No âmbito de legislação brasileira, existem incentivos ao uso desse tipo de usina, que será explorado com o conceito de geração distribuída na seção 3.3.7.

Na Figura 6, apresenta-se a evolução da geração fotovoltaica a partir de 2012. A potência instalada em 2023 atingiu aproximadamente 29 GW. Segundo a Absolar (2023), a geração solar no dia 02 de maio de 2023 atingiu 4.888 MW médios, equivalentes a 6,7% da carga de energia do Brasil neste dia.

Figura 6 – Evolução da geração fotovoltaica em termos de geração centralizada e distribuída



Fonte: Absolar (2023).

2.3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No âmbito do mercado de energia elétrica, o consumidor pode ser enquadrado nas categorias de consumidor cativo e consumidor livre. Frente a esse contexto, o consumidor cativo está sujeito aos preços definidos nos leilões de energia realizados pelo governo, nos quais participam as distribuidoras de energia elétrica. Na fatura do consumidor cativo estão incluídos, ainda, os custos com a transmissão, distribuição, os encargos e tributos. Adicionalmente, em períodos de baixa afluência e reduzido volume armazenado nos reservatórios, o consumidor paga um acréscimo conforme o mecanismo de bandeiras tarifárias, conceito que será explorado na seção 4.4.1.

O consumidor livre, como o próprio nome indica, tem a liberdade de negociar o preço de energia com os agentes do mercado, sejam eles geradores, distribuidoras, comercializadoras ou próprios consumidores. Dessa forma, existem formas de proteção, sob o ponto de vista econômico, para os períodos de baixa afluência, uma vez que o preço da energia é definido para um determinado período por meio de contratos bilaterais. Esse modelo, em contrapartida, não isenta o consumidor totalmente do risco, uma vez que está sujeito a cobrança de encargos

setoriais, divididos em encargos de serviços de sistema e encargo de segurança energética para garantir a segurança elétrica através do despacho das usinas termelétricas. Esses conceitos serão abordados nas seções 2.3.4 e 2.3.5.

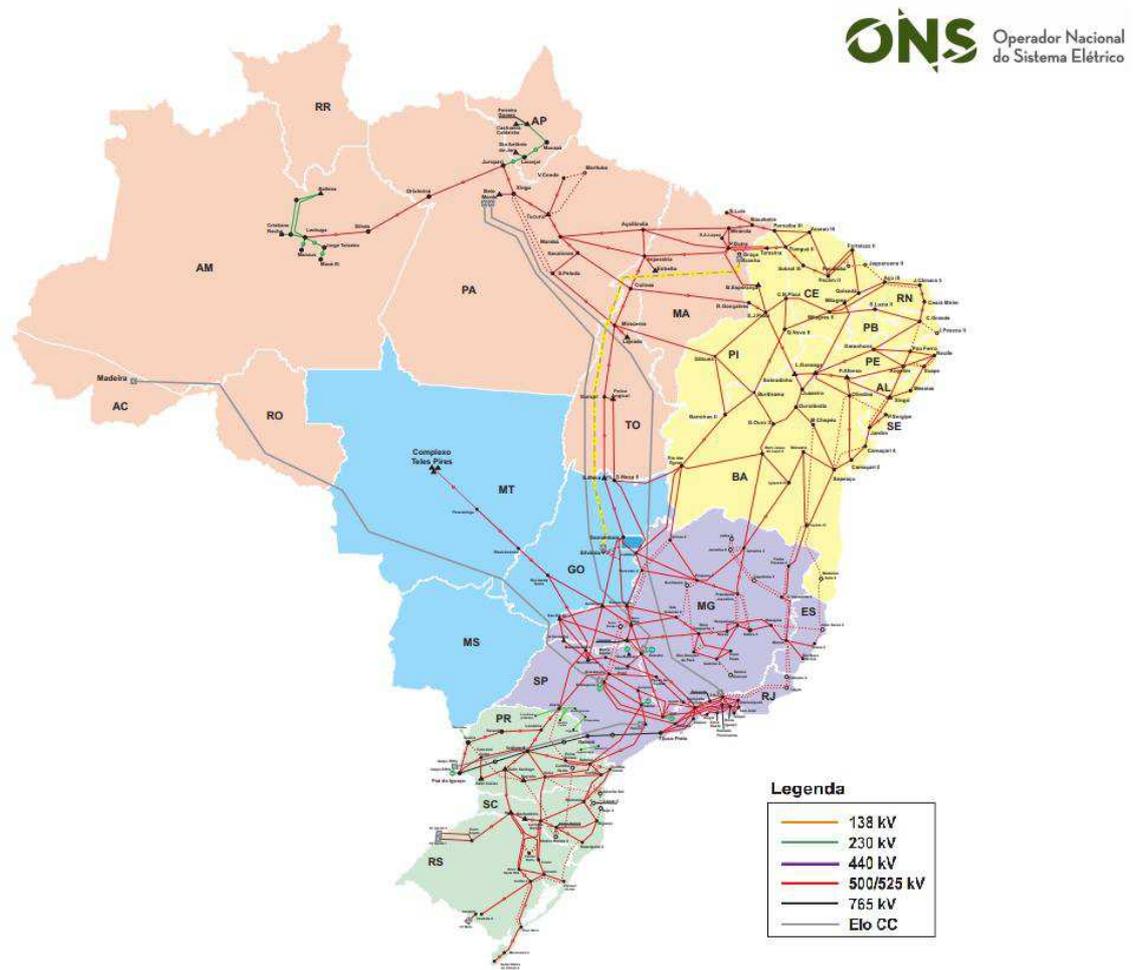
O mercado livre é um ambiente de negociação, onde vendedores e compradores podem negociar voluntariamente energia elétrica; acordos são firmados bilateralmente entre geradores, comercializadores e consumidores. Por outro lado, no mercado tradicional, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a energia é fornecida por exclusividade da distribuidora dentro da área de concessão. No Ambiente de Contratação Livre (ACL) o consumidor pode escolher o fornecedor de energia, definindo preço, período e ferramentas de contratos. Essa característica incentiva a competitividade entre os agentes de mercado, com potencial redução de preços para o consumidor. Outra característica do mercado livre é a estabilidade de preços frente ao mercado regulado devido à ausência de bandeiras tarifárias (ABRACEEL, 2020).

2.3.1 Os submercados do SIN

Os submercados são subdivisões do SIN correspondentes a áreas de mercado, para as quais são estabelecidos preços diferenciados, e cujas fronteiras são definidas em função de restrições de transmissão (ONS, 2023). Atualmente, o SIN está subdividido em quatro submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

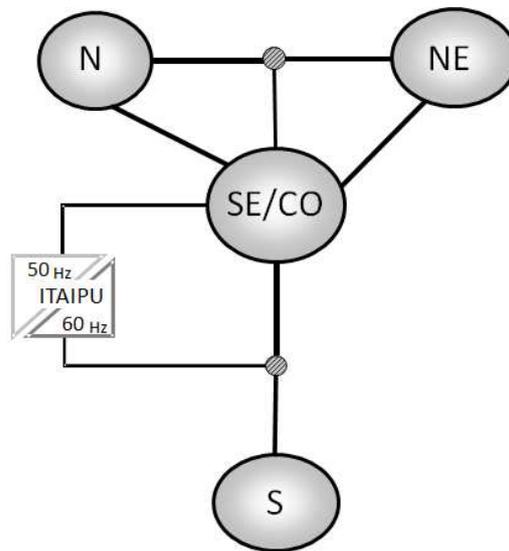
Na Figura 7 é apresentada a malha do sistema de transmissão brasileiro para o horizonte 2027, contemplando as expansões que ocorrerão ao longo do ano de 2023. Na Figura 8, apresenta-se um diagrama esquemático com indicação das interligações equivalentes existentes entre os submercados do SIN.

Figura 7 – Sistema de transmissão horizonte 2027



Fonte: ONS (2023).

Figura 8 – Diagrama esquemático das interligações equivalentes entre submercados no SIN.



Fonte: Tradener (2021).

Cada interligação equivalente na Figura 8 representa uma extensa rede de transmissão, formada por várias interligações em corrente alternada e, em alguns casos, por interligações em corrente contínuas. As interligações entre os submercados possuem limites de transferência de potência, definidos com base em estudos elétricos e avaliações de confiabilidade. Quando em um dos submercados a geração disponível é superior à carga do submercado, o excedente é enviado para outro submercado, visando o melhor aproveitamento dos recursos e manter os preços da energia aos menores valores possíveis.

Como abordado anteriormente, existem limitações na capacidade de transferência entre os submercados. Como exemplo, em períodos de crise hídrica na região Sudeste, há grande interesse na transferência dos excedentes de geração da região Nordeste, que é muito forte em produção eólica, para a região Sudeste. No entanto, o escoamento pleno da geração excedente da região Nordeste pode não ser possível devido às limitações na transmissão. Ou seja, é fundamental que o planejamento do sistema de transmissão acompanhe a expansão da geração, o que nem sempre tem sido possível.

A menos de condições específicas como aquela indicada no parágrafo anterior, na maior parte do tempo a energia excedente em determinado submercado pode e é transportada para as outras regiões do SIN, aproveitando o fato do sistema elétrico ser interligado. O

resultado é a minimização do custo de geração, uma vez que é possível evitar a utilização de fontes mais onerosas, utilizando-se o recurso de importar/exportar energia de/para outras regiões.

2.3.2 Função de Custo Futuro e Valor da Água

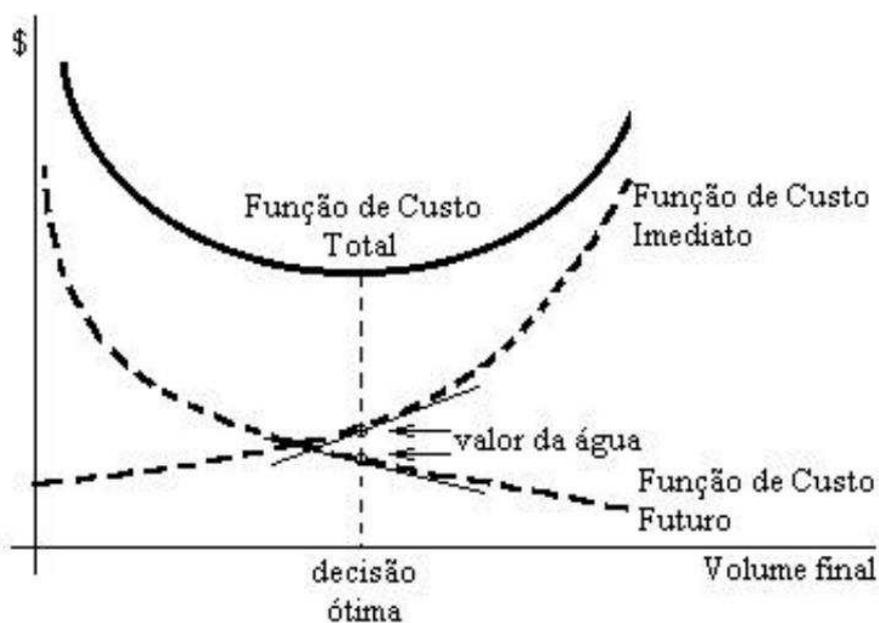
A operação do despacho hidrotérmico deve levar em consideração não apenas os custos de geração de energia térmica durante um determinado período, geralmente semanal ou mensal, mas também os custos previstos e déficits dessa geração no final desse período, no início do período seguinte. A lógica matemática é expressa pelas funções de custo imediato e futuro, enquanto a Função de Custo Imediato (FCI) representa os benefícios do uso imediato da água disponível e a Função de Custo Futuro (FCF) representa os benefícios de utilizar essa água no futuro, mantendo seu armazenamento no presente (MEDEIROS, 2004).

No sentido da geração térmica, caso seja muito usada na Função de Custo Imediato, os níveis de reservatório serão poupados. Dessa forma o valor de custo imediato está em um patamar alto e o custo futuro inversamente proporcional devido à menor necessidade de complemento de geração por despacho termelétrico no futuro (MEDEIROS, 2004).

A decisão ótima entre essas duas funções é dada a partir da Função de Custo Total (FCT), que representa a soma entre as funções FCI e FCF. Dessa forma, quando a derivada dessas duas funções é igual em módulo, ou seja, a derivada da FCT é igual a zero, se tem o ponto ótimo da função. O conceito chamado de “valor da água” é o valor do módulo das derivadas de FCI e FCF nesse ponto (MEDEIROS, 2004).

Na Figura 9 estão dispostas as curvas das Funções de Custo Imediato e Futuro, assim como a Função de Custo Total e o Valor da Água. Essas informações são incorporadas no modelo computacional para a formação do preço da liquidação das diferenças (PLD), que será abordado na seção a seguir.

Figura 9 – Função de Custo Total e Valor da Água



Fonte: MEDEIROS (2004).

2.3.3 Preço de Liquidação das Diferenças Introdução (PLD)

O PLD tem a função de balizar os preços de energia conforme a realidade operacional do sistema elétrico, em especial em relação à disponibilidade de geração. A mensuração correta do PLD permite aplicar preços mais elevados quando há, por exemplo, maior despacho de geração térmica e preços menores em períodos de maiores aflúncias e níveis de armazenamento nas usinas hidrelétricas. Haja vista essa realidade, o PLD tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO), que em síntese é o custo de gerar o próximo MWh no sistema. Para tanto, o despacho de geração térmica segue uma ordem de mérito: são despachadas primeiro as usinas de menor custo. A ordem de mérito pode não ser seguida em situações excepcionais, por exemplo quando o despacho da geração termelétrica é motivado por razões elétricas. Nesse caso, a remuneração das usinas é feita através de encargos setoriais.

Segundo a CCEE (2022), o Preço de Liquidação das Diferenças é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, para cada hora do dia. Esses valores possuem máximos para cada hora e um valor máximo estrutural para a média mensal, assim como valores mínimos para esses dois conceitos. Este cálculo é feito com base na cadeia de modelos computacionais Newave, Decomp e Dessem.

2.3.4 Encargo de Serviço de Sistema (ESS)

Os encargos setoriais se aplicam a todos os consumidores de energia elétrica no Brasil, tanto para os consumidores livres e os consumidores regulados. O consumidor cativo, por sua vez, está sujeito ao repasse desses encargos por meio da tarifa de energia cativa. Quando os valores excedem os montantes cobertos nessa tarifa, o repasse ocorre através das bandeiras tarifárias, conceito que será introduzido na seção 2.3.6.

O principal encargo vigente no setor elétrico brasileiro, conhecido como Encargo de Serviço de Sistema (ESS), é formado por três parcelas principais, descritas a seguir.

2.3.4.1 Encargo por Restrição Elétrica

Segundo Machado (2022), o encargo por restrição elétrica é gerado quando há uma restrição elétrica que possa impactar o atendimento da carga. Por exemplo, quando é necessário acionar uma usina termelétrica para garantir o abastecimento de uma cidade no verão, o custo associado a este despacho termelétrico seria coberto por esse encargo.

Em geral, esse tipo de encargo se aplica quando há uma indisponibilidade no sistema de transmissão que exige o acionamento de uma usina térmica não despachada por ordem de mérito ou em horários de pico de demanda que necessitem de um despacho específico para preservação da segurança elétrica.

2.3.4.2 Encargo por Serviços Ancilares

O Encargo por Serviços Ancilares visa garantir recursos para a segurança e a qualidade da geração de energia no SIN (MACHADO, 2022). Conforme determinado pela Aneel (2023), os agentes são responsáveis pelos custos relacionados à prestação de serviços ancilares, como compensação síncrona, ressarcimento de despesas operacionais e de manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação, autorizados pelo poder concedente. Além disso, também é exigido o atendimento ao despacho complementar visando a manutenção da reserva de potência operativa.

2.3.4.3 Encargo por Segurança Energética

Esse encargo é o de maior relevância para o presente estudo, uma vez que ele está diretamente relacionado com as crises hídricas e os impactos para o consumidor frente a períodos de baixa afluência. O Encargo por Segurança Energética funciona para remunerar as usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito visando a preservação da segurança energética do SIN. O conceito será explorado com maior detalhamento na seção 5.3.5, que trata da crise hídrica de 2020 e 2021.

Segundo Machado (2021), é atribuição do CMSE determinar quando o ONS pode acionar a geração de usinas termelétricas fora da ordem de mérito para garantir o fornecimento de energia para atender à demanda do sistema. Em outras palavras, caso seja necessário inserir usinas na matriz de geração que possuem Custo Variável Unitário (CVU) elevado, e fora da ordem de mérito, os custos desse despacho adicional são cobertos por esse encargo que é repassado aos consumidores. Por definição, o CVU é valor expresso em reais por MWh (R\$/MWh) necessário para cobrir os custos operacionais de determinada usina termelétrica. Destaca-se que em meio a crises hídricas, o despacho térmico se torna muito relevante e, conseqüentemente, observa-se a elevação significativa dos custos com o Encargo por Segurança Energética.

2.3.5 Encargo de Energia de Reserva (EER)

O Encargo de Energia de Reserva é destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (CCEE, 2022).

O EER é um encargo setorial que remunera algumas usinas que são sempre despachadas, ou seja, despachadas na base. Seu funcionamento visa ter uma segurança maior no sistema pois sempre teremos uma parcela de energia garantida, mesmo que ela não tenha o preço mais atrativo. Essa geração é remunerada pelo PLD, de forma simplificada; caso o PLD estiver em patamares baixos, não é possível remunerar essas usinas, o que resulta em encargos

elevados. O inverso é verdadeiro, caso o PLD esteja muito alto, o consumidor pode receber créditos referente ao remanescente do custo da geração.

2.3.6 Introdução ao conceito de Bandeiras Tarifárias

Restrita aos consumidores cativos, as bandeiras tarifárias são uma forma de repasse dos custos relacionados à geração de energia para o consumidor. Em síntese, elas respeitam a seguinte hierarquia: verde (sem aplicação), amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2. Destaca-se que no período da crise de 2020 e 2021, foi criada uma bandeira denominada de escassez hídrica para o repasse dos custos relacionados à geração térmica.

As bandeiras tarifárias são uma forma de representação dos encargos dos serviços setoriais, uma vez que o consumidor cativo está sujeito apenas a um preço estático de energia que é revisado anualmente pela distribuidora, o que não era um método muito eficaz para a remuneração de usinas adicionais. Dessa forma, foi criado o modelo de bandeiras em 2015.

Segundo a Aneel (2022), as bandeiras tarifárias constituem um sistema que sinaliza aos consumidores os custos reais de geração elétrica. Espera-se que o consumidor esteja menos disposto ao consumo em período com bandeira vermelha, o que é positivo para o processo de otimização do uso dos recursos energéticos.

3 CRISE HÍDRICA DE 2001

Neste capítulo são abordados aspectos da crise hídrica de 2001, que está entre os eventos de maior gravidade para o setor elétrico brasileiro nos últimos 25 anos. Inicialmente são apresentados na seção 3.1 aspectos de caráter geral, assim como o contexto político e econômico da época. As afluições registradas à época estão apresentadas na seção 3.2. A dependência do abastecimento de energia elétrica das usinas hidrelétricas está caracterizada na seção 3.3, na qual são abordados elementos que contribuíram de forma decisiva para a crise de 2001. A seção 3.4, aborda o aumento do preço de energia do período, relacionado com a expansão do sistema e a crise da época. Na seção 3.5, são relacionadas inserções de novas usinas termelétricas através do Programa Prioritário de Termelétricidade, algumas melhorias relativas ao arranjo institucional do setor elétrico brasileiro, e, posteriormente, algumas medidas adotadas para a diversificação da matriz energética e expansão dos sistemas de geração e transmissão de energia.

3.1 CONTEXTO HISTÓRICO

A crise hídrica de 2001, conhecida como a "crise do apagão", constitui um marco significativo no contexto do setor elétrico brasileiro devido à sua gravidade e impacto. A escassez de chuvas e o inadequado planejamento dos recursos hídricos colocaram em risco o abastecimento de energia elétrica, resultando na necessidade de implementação de medidas de contenção, como o racionamento de energia elétrica.

Em relação ao racionamento, segundo Rockmann e Mattos (2021), foi solicitado ao consumidor residencial a redução entre 15% a 20% do consumo quando comparado ao total em kWh consumido no ano anterior. Já para o consumidor industrial, redução de 5% a 10%, e para o consumidor comercial, entre 10% e 20%. No caso dos consumidores industriais, foi possível negociar a disponibilidade de demanda contratada por outras indústrias, ou seja, poderia ser comprado a disponibilidade de consumir energia. Caso não fossem seguidas as medidas, os consumidores estariam sujeitos a cortes de carga ou multas.

O racionamento foi aplicado a todos os nichos de consumo, sendo a indústria, o comércio e as residências diretamente afetados. Ficaram de fora apenas os estabelecimentos

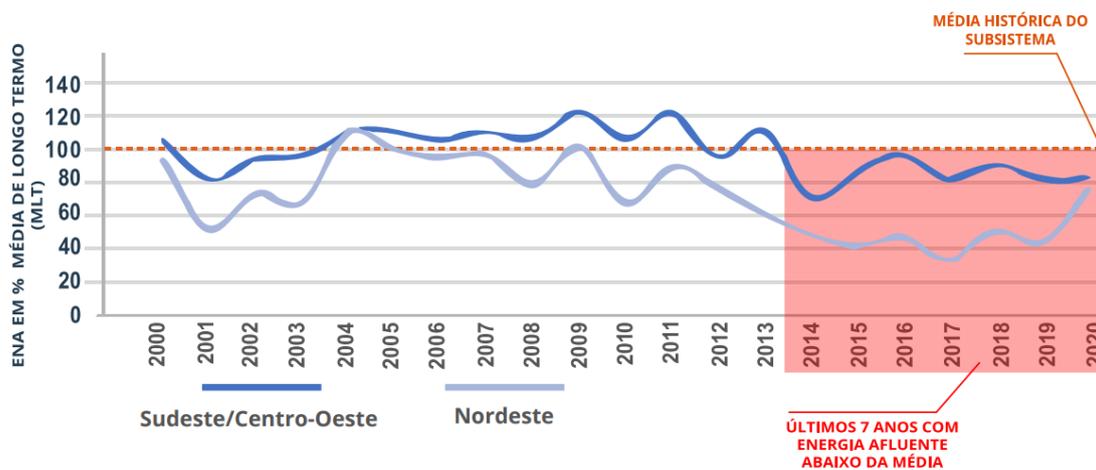
que prestam serviços essenciais para a população, como hospitais. Até hoje, a hipótese de repetição de um processo de racionamento de energia é temida pela sociedade brasileira, pois a redução obrigatória do consumo atinge diretamente a produção industrial, afetando empregos, o desenvolvimento econômico e a qualidade de vida das pessoas.

A criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e a implementação do racionamento compulsório, anunciado à época em cadeia nacional de rádio e TV, foram medidas adotadas no governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso para manter o suprimento de energia durante a crise. Houve, ainda, o incentivo para substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas, mais eficientes, e a criação da CBEE, Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (RESCK, 2021). A CBEE foi criada com o objetivo de celebrar contratos visando o aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo, a superação da crise de energia elétrica e o reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica. Neste contexto foi implementado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), detalhado na seção 3.5.1.

3.2 AFLUÊNCIAS DE 2001

De forma a ilustrar as afluições registradas desde a época da crise de 2001, na Figura 10 são apresentados os valores de energia natural afluenta (ENA) no período de 2000 a 2020 para as regiões do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A ENA é uma grandeza avaliada a partir da média de longo prazo (MLT), a qual é obtida a partir da média histórica das chuvas desde 1931, ou seja, 100% da MLT significa que a chuva do ano foi igual à média de todo esse período até o ano em questão.

Figura 10 - ENA Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste 2000 a 2020.



Fonte: ONS (2022).

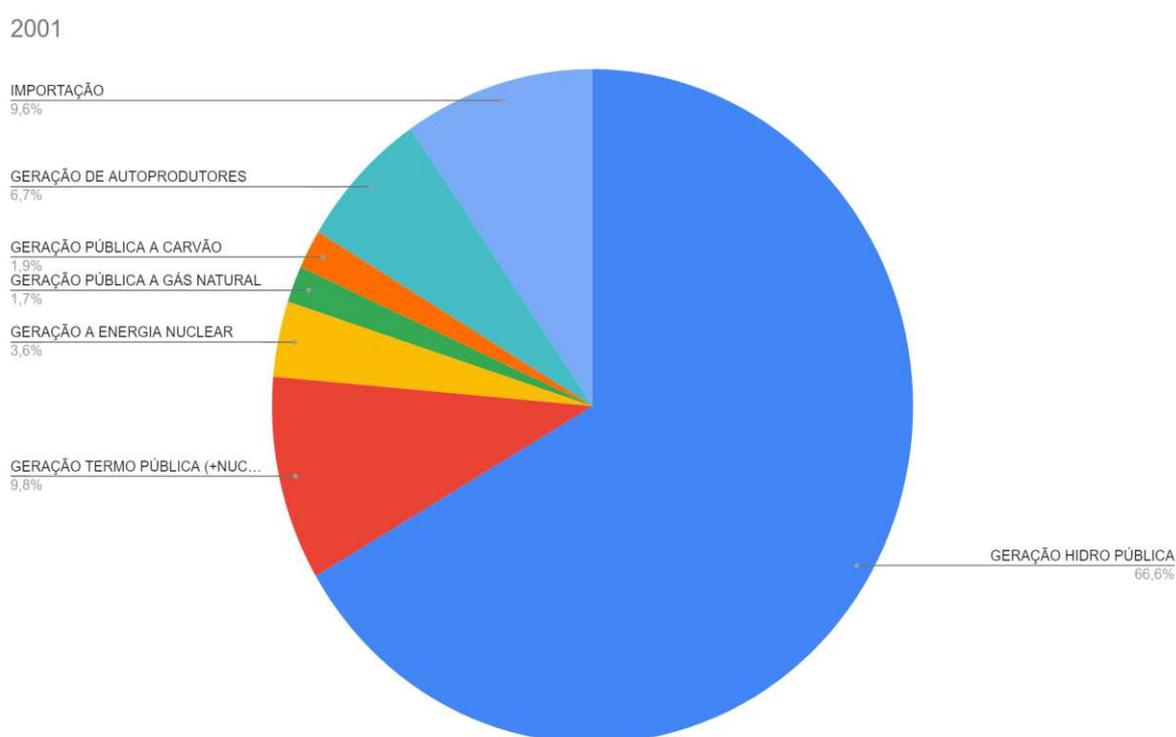
Embora as bacias hidrográficas do Brasil tenham experimentado afluições bastante críticas entre os anos 2000 e 2001, especialmente na região Nordeste, fica evidente nos gráficos que os piores volumes de chuva registrados nas últimas duas décadas ocorreram entre os anos de 2014 e 2017. Entretanto, em 2001 o Brasil experimentou a crise energética mais aguda da história recente. A expansão e diversificação da matriz elétrica e outras melhorias implementadas fizeram com que as crises posteriores a 2001 tivessem um menor impacto para a sociedade, mesmo em período de afluições inferiores àquelas registradas em 2001, conforme será abordado nos capítulos seguintes.

Diversas melhorias no Sistema Interligado Nacional (SIN) foram impulsionadas pela grande atenção que a crise hídrica de 2001 despertou na época. Como resultado, diversas ações de governo foram desenvolvidas para expansão, diversificação e melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, tais como a inserção de novas fontes de energia e a instalação de novas linhas de interligação, bem como a criação de novas instituições visando o aperfeiçoamento do modelo organizacional do setor elétrico brasileiro, conforme será abordado na seção 3.5. Antes de mencionar as melhorias implementadas, serão apresentadas na seção 3.3 informações que permitem compreender a forte dependência das fontes hidrelétricas verificadas à época da crise de 2001, que junto aos baixos volumes de chuva registrados, resultaram na crise do apagão.

3.3 PANORAMA DA GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2001

Na Figura 11 estão apresentados os dados de geração de energia no Brasil em 2001, por tipo (ECEN, 2002).

Figura 11 – Geração por tipo de fonte em 2001



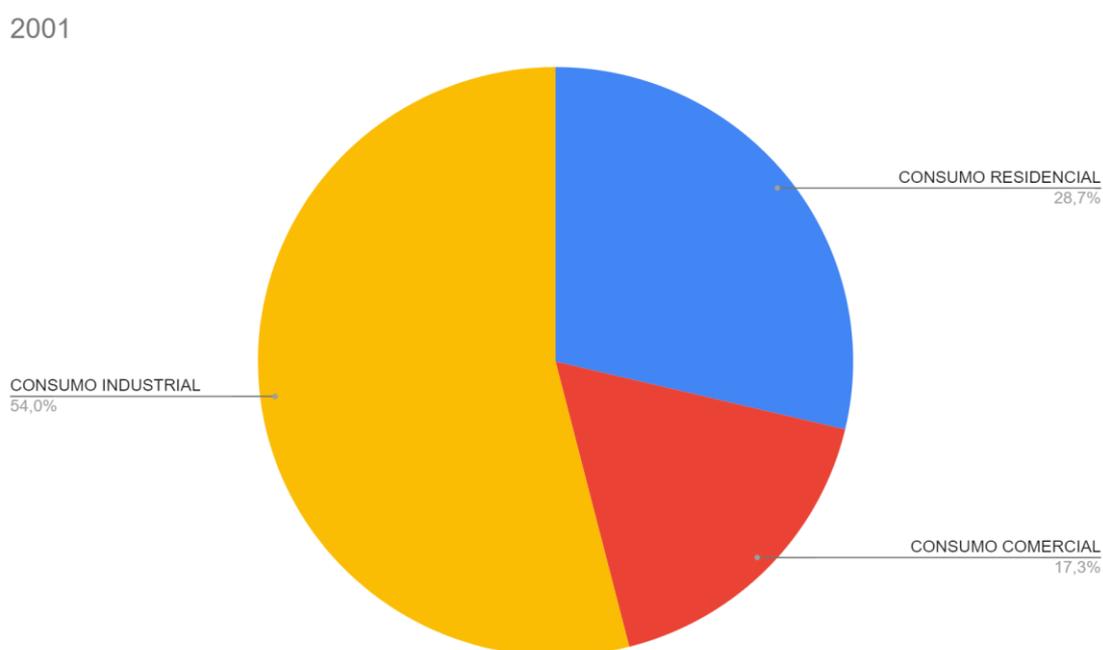
Fonte: ECEN (2002).

Observa-se na Figura 11 que as fontes eólicas e solar ainda não estavam presentes no sistema elétrico brasileiro em 2001. A geração hidráulica, por outro lado, representou 66,6% da energia consumida no país no ano. Somada à importação do Paraguai, associada à usina de Itaipu 50 Hz, a energia suprida pela fonte hidrelétrica atingiu 76,2% do total consumido no ano. Esse panorama, que caracterizava forte dependência das aflúncias, apontava para a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira. Como resultado, foram

implementados programas de governo como o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas), a ser apresentado na seção 3.5.2, e desenvolvidas ações para expansão da geração distribuída, conceito que será abordado na seção 3.5.4.

Na Figura 12 estão apresentadas as parcelas de consumo correspondentes às classes residencial, comercial e industrial, registradas no ano de 2001.

Figura 12– Consumo por nicho em 2001



Fonte: ECEN (2002).

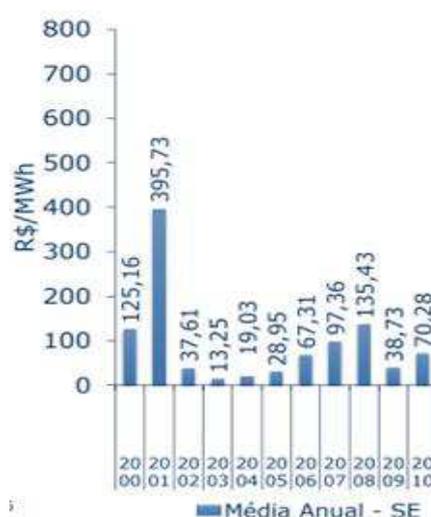
Observa-se na Figura 12 que a indústria foi o setor que mais consumiu energia no país no ano de 2001, tendo sido responsável por mais da metade do consumo do país. Ou seja, o racionamento de energia do setor industrial apresentava-se como uma ação importante na gestão da crise energética. No entanto, racionar a energia de indústrias tem inúmeras efeitos na economia, afetando o comércio, os postos de trabalho e o próprio desenvolvimento do país. Em face dessa sensibilidade, o setor industrial foi submetido ao menor patamar de racionamento, com redução de 5% a 10%.

3.4 EFEITOS DA CRISE NO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entrou em operação em 10 de novembro de 2004 – regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). O órgão sucedido, MAE, previsto na Lei 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto 2.655/98, funcionava como uma bolsa de valores que definia os preços de contratação apenas com base na oferta e procura.

Como o mercado reagia apenas às demandas e ofertas, no período de 2001 em que a situação dos reservatórios se mostrava crítica, os preços ofertados, assim como o PLD, se encontravam em patamares muito mais elevados que se verificou nos anos anteriores e seguintes, conforme ilustrado na Figura 13.

Figura 13 – Preço médio anual do PLD entre os anos de 2000 e 2010



Fonte: CCEE (2021).

Conforme será explorado no capítulo 4, antes da inserção das bandeiras tarifárias, os custos adicionais de geração eram passados exclusivamente pelos reajustes periódicos das distribuidoras. Como consequência, no período de 2001 a 2004, houve um acentuado aumento no preço da energia, com um crescimento médio anual de 18%. Desde o início dos anos 2000, o consumo de energia aumentou a uma taxa de 5% ao ano, porém a geração de energia não

acompanhou esse crescimento. O racionamento ocorrido em 2001 foi uma evidência de que o sistema de geração e distribuição de energia no Brasil não era capaz de sustentar a expansão da demanda (Walvis e Gonçalves, 2014).

3.5 MELHORIAS MOTIVADAS PELA CRISE DE 2001

Nesta seção, serão exploradas as principais ações e melhorias implementadas no setor elétrico brasileiro motivadas pela crise de abastecimento de 2001. Apresenta-se, inicialmente, o Programa Prioritário de Termelétricidade, que incentivou a implantação emergencial de usinas térmicas no sistema brasileiro. Em segundo lugar, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, instituição criada em 2004 e que tem importante papel no setor. Posteriormente, são abordadas as ações para incentivo à diversificação da matriz elétrica, tais como a implementação do PROINFA e os incentivos à expansão da geração distribuída. Por fim, são destacadas a criação da conta de desenvolvimento energético e as melhorias implementadas no sistema de transmissão.

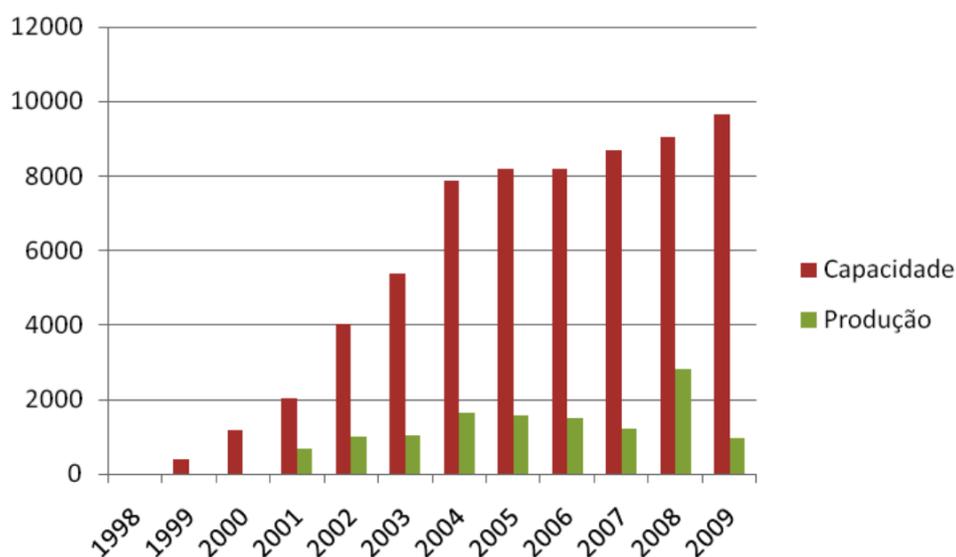
3.5.1 Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT)

A situação de falta de recursos energéticos no início dos anos 2000 alertou para a urgência de incorporar novas fontes de energia à matriz elétrica do país, com o objetivo de diminuir a dependência das condições hidrológicas no sistema elétrico e minimizar os riscos de desabastecimento. Nesse contexto, foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, por meio do Decreto n.º 3.371 de 2000. Inicialmente, o PPT previa a implementação de 49 usinas termelétricas, sendo que 43 delas utilizariam gás natural como combustível, com o prazo estipulado para entrar em operação em 2003. A capacidade total de geração planejada era de aproximadamente 17 GW, sendo 15,3 GW provenientes do gás natural.

De acordo com o Losekann (2010), as condições para investimento em termelétricas a gás natural não eram atrativas, mesmo em um cenário de escassez de oferta de eletricidade. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) foi criado para incentivar a construção de termelétricas a gás, porém não foi em tempo para evitar o racionamento de eletricidade em 2001 e 2002. Desde então, diversas centrais termelétricas a gás natural foram construídas, e a

capacidade de geração a gás natural alcançou 10 GW no ano de 2010, representando cerca de 10% da capacidade total de geração existente à época, conforme ilustrado na Figura 14. Atualmente, a capacidade instalada de usinas termelétricas a gás é de 16,9 GW, correspondente a 8,2% do parque gerador brasileiro.

Figura 14 – Capacidade Instalada e geração de Termelétricas a Gás Natural



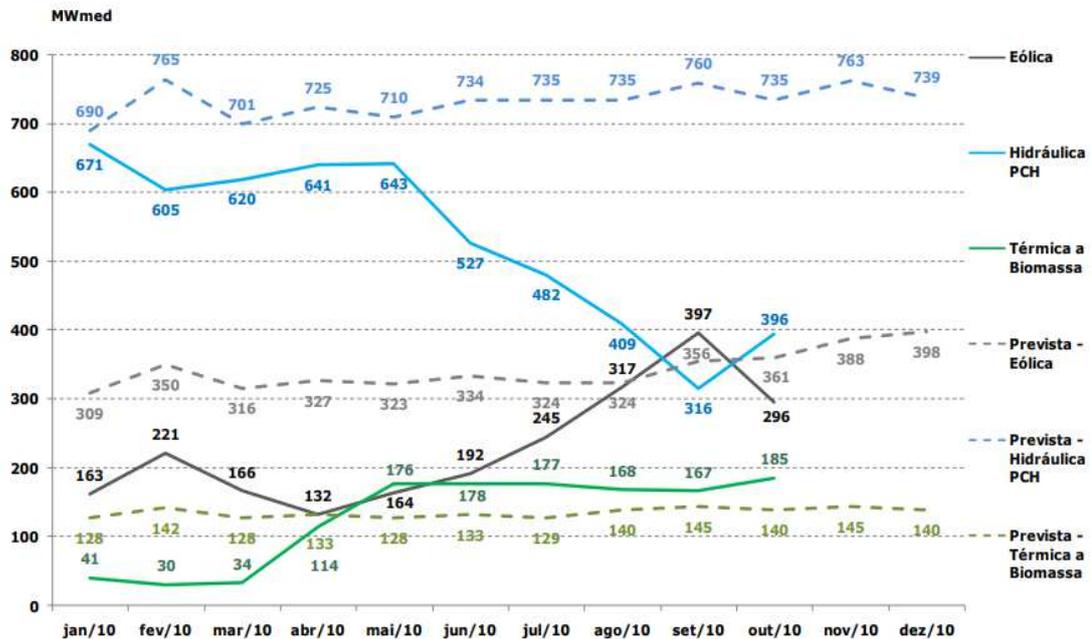
Fonte: INFOPETRO (2010).

3.5.2 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)

Instituído pela Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 e Regulamentado pelo Decreto 4.541, de 23 de dezembro de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) teve como objetivo inserir novas fontes alternativas no sistema, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), eólicas e termelétricas a biomassa na produção de energia elétrica e, conseqüentemente, reduzir a dependência de fontes hidrelétricas. A capacidade instalada prevista inicialmente pelo programa foi de 3,3 GW, contemplando partes iguais (1,1 GW) para cada fonte.

Na Figura 15, destaca-se a energia média gerada pelas usinas do PROINFA, por tipo de fonte, ao longo dos meses do ano de 2010, ou seja, oito anos após a instituição do programa.

Figura 15 – Energia Prevista e Efetivamente Gerada pelas usinas do PROINFA em 2010.



Fonte: CCEE (2022).

A energia gerada em maio de 2010 alcançou 983 MWm (731,35 GWh). Segundo a CCEE (2022), em 2023, a cota do PROINFA tem previsão de geração de 11,202 TWh anuais, o que em média é de 933,5 GWh mensais. Embora o montante da energia gerado pelas usinas do PROINFA não seja muito expressivo, o programa foi a primeira ação importante na direção da diversificação da matriz elétrica brasileira, com incentivo a usinas eólicas e a biomassa, tendo sido fortemente impulsionado pelos efeitos da crise hídrica de 2001.

3.5.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado pela lei 10.848, de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Conforme o Decreto nº 5.175/2004, estabelece-se que o Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e tem em sua composição quatro representantes do

Ministério de Minas e Energia, além dos titulares da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional do Petróleo (ANP), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (MME, 2022).

O CMSE foi criado no intuito de melhorar a eficiência operacional do sistema e tem cinco principais funções:

- I. Acompanhar o desenvolvimento das atividades de energia, sendo relacionadas a geração, distribuição, comercialização e exportação de energia elétrica e combustíveis.
- II. Avaliar condições de abastecimento e fornecimento em horizontes pré-determinados.
- III. Realizar constantemente a análise do sistema em termos de segurança de abastecimento e atendimento, com foco na demanda, oferta e qualidade, condições de transporte e as configurações de oferta e demanda dos insumos.
- IV. Identificar empecilhos de todo o teor que possam afetar a regularidade, a segurança e a expansão do atendimento dos setores de energia e seus derivados.
- V. Elaborar propostas de soluções ou recomendações para o inciso IV, visando manutenção ou reestruturação da segurança e do abastecimento, encaminhando-as quando necessário para o CNPE.

Na ótica do mercado de energia, a criação do CMSE constitui um importante avanço. O comitê é formado por agentes do governo e por dirigentes das instituições chave do setor elétrico brasileiro, o que viabiliza o acompanhamento e encaminhamento de ações de caráter operacional e estrutural relativas à geração, transmissão, distribuição e comercialização. Em particular, o CMSE tem a prerrogativa de liberar o despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito pelo ONS, em períodos de afluências críticas, conforme será abordado a seguir. Por fim, destaca-se que o CMSE atua com elo importante entre governo e o setor elétrico, reportando potenciais problemas, discutindo e implementando soluções mitigadoras.

Por decisão do CMSE, no ano de 2007, foi publicada a Resolução CNPE nº 08, de 20 de dezembro de 2007, a qual introduziu a possibilidade de despacho de usinas fora da ordem de mérito de preço, com o objetivo de assegurar o suprimento energético. A partir desse marco legal, o ONS passou a ser autorizado pelo CMSE a realizar o despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou a alterar o sentido do intercâmbio entre os submercados.

Os custos decorrentes desses despachos passaram a ser divididos por todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo com sua participação no consumo de energia elétrica (SOARES, 2009).

Destaca-se que a ordem de mérito é estabelecida com base na cadeia de modelos computacionais utilizada pelo setor elétrico brasileiro. No despacho termelétrico por ordem de mérito, as usinas são despachadas seguindo a ordem de preço (das mais baratas para as mais caras) até que a carga esteja atendida. Ou seja, são despachadas “na base” as usinas com custo de geração menor; conseqüentemente a energia é fornecida por um menor custo.

No âmbito da gestão do setor elétrico brasileiro, considera-se que instituição do CMSE foi uma decisão acertada, com atuação importante em momentos críticos para o setor. É o caso das ações para preservação dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas por meio do despacho complementar de geração térmica, bem como de aperfeiçoamentos na estrutura organizacional do setor, tais como a criação da CPAMP em 2019, que foi fundamental na crise hídrica de 2020 e 2021 e será tratada no capítulo 5.

O despacho térmico que não respeita o critério de CVU é conhecido como despacho fora da ordem de mérito e é realizado de forma centralizada pelo ONS. As usinas são despachadas com base em critérios técnicos e de segurança energética (CNPE, 2022).

O despacho fora da ordem de mérito resulta na elevação do custo da energia entregue ao consumidor, em função da inclusão de encargos de segurança energética. Esse tipo de despacho aplica-se a usinas térmicas, uma vez que é possível armazenar o recurso primário de energia (carvão, biomassa ou derivados de petróleo). Neste contexto, é importante distinguir duas ações relativas ao despacho termelétrico *constrained-off* e *constrained-on*, cujos conceitos básicos estão apresentados a seguir:

- *Constrained-on*: a usina termelétrica não está programada, pois sua geração está fora da ordem de mérito. Entretanto, para o pleno atendimento da carga e preservação dos níveis de segurança energética, o ONS solicita seu despacho. Neste caso, o ESS é usado para remunerar o custo adicional de geração da usina;
- *Constrained-off*: uma usina termelétrica está despachada. Todavia, sua geração não é mais necessária e o ONS determina a redução da geração. O agente de geração é ressarcido pelo montante não gerado, por meio do ESS.

Seguindo o conceito do despacho fora da ordem de mérito, usinas hidrelétricas podem ter seu despacho reduzido em função do despacho de usinas termelétricas por *constrained-on*, decisão que está diretamente atrelada aos níveis dos reservatórios e às perspectivas futuras para as afluições. Neste caso, a(s) usina(s) termelétrica supre(m) parte da demanda anteriormente prevista pelas usinas hidrelétricas. Há, no entanto, o risco de despachar termelétricas e de se verificar, na sequência, uma boa temporada de afluições não previstas, o que resultaria em uma operação mais cara do que a de fato teria sido necessária, com desperdício de recursos hídricos.

A complexidade das decisões no âmbito da preservação da segurança eletroenergética reforça a importância do CMSE na gestão do setor elétrico brasileiro.

3.5.4 Geração Distribuída

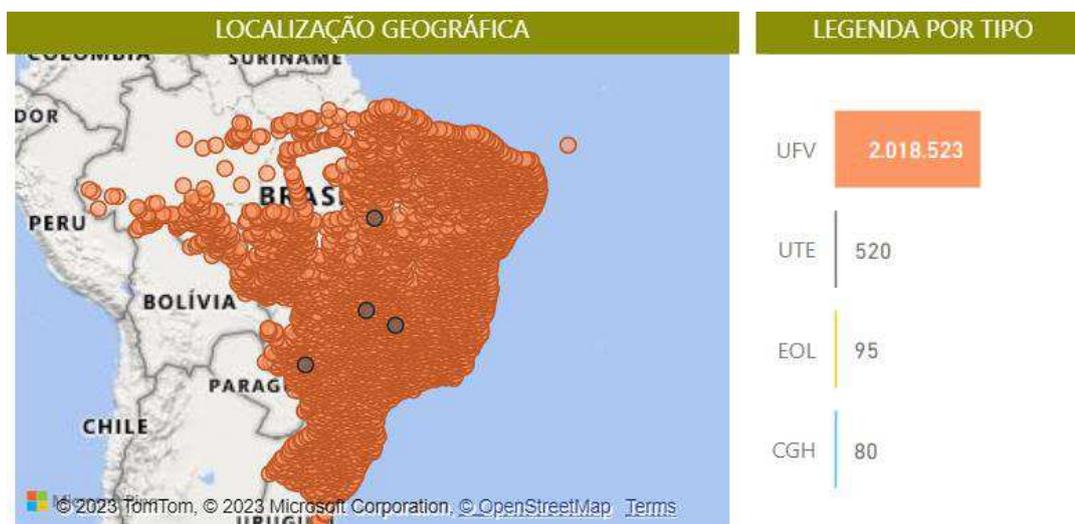
Descrita inicialmente no Decreto Lei nº 5.163/2004, a geração distribuída desempenha um papel fundamental na geração de energia no país e foi também impulsionada pelos efeitos das crises hídricas registradas no país.

Em 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, foi permitido ao consumidor cativo gerar sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis, majoritariamente através de energia solar. A resolução define a Micro e a Minigeração Distribuída de Energia Elétrica, por meio das quais o consumidor pode injetar os excedentes de energia na rede de distribuição de sua localidade, garantindo economia financeira e contribuindo para uma matriz elétrica mais limpa.

Na geração distribuída o consumidor gera sua própria energia, de forma parcial ou na sua totalidade. Neste caso, a geração e o consumo devem estar sob a área de concessão de uma mesma distribuidora, de forma que, é feito um sistema de superávits e déficits. A diferença entre a energia injetada e consumida na rede é o que será deferido em termos monetários para o consumidor. Caso a geração seja menor que o consumo, o consumidor ressarcirá o déficit para a distribuidora, caso contrário, são gerados créditos para o consumidor que poderão ser usados no futuro em caso de menor geração.

O maior “trunfo” da geração distribuída, é a geração por fontes renováveis em pontos amplamente distribuídos, o que contribui para uma menor dependência dos recursos hídricos centralizados em grandes usinas hidrelétricas. O fato de o marco regulatório atual permitir que a energia excedente possa ser utilizada em momentos futuros contribuiu fortemente para a viabilização de projetos de autoprodução de consumidores cativos. Na Figura 16 está ilustrada a presença da geração distribuída no território brasileiro. Até o mês de junho de 2023, a capacidade instalada total no país era de 22,463 GW, sendo que 22,209 GW é proveniente de usinas fotovoltaicas.

Figura 16- Localização e número de pontos de Geração Distribuída, por tipo de fonte, em junho de 2023



Fonte: Aneel (2023).

Segundo a Aneel (2022), os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética. É válido pontuar que quando se tem usinas em pontos espalhados, a eficiência energética do sistema é aumentada uma vez que linhas de distribuição operam com menor fluxo de potência.

Haja vista o sucesso da geração distribuída, a Lei 14.300 em 7 de janeiro de 2022, conhecida como marco legal da geração distribuída foi regulamentada. A microgeração constitui sistemas fotovoltaicos de até 75kW e na Minigeração sistemas de 76kW até 5MW. As distribuidoras de energia em todo o Brasil já realizaram mais de 780 mil conexões de micro e minigeração distribuída, somando uma potência instalada de mais de 7,6 GW. Esses números representam um aumento de 60% no número de conexões e um acréscimo de 54% na potência instalada em comparação com o período de 13 meses anterior à aprovação da Lei. Além disso, aproximadamente 47% do total de conexões e 44% da potência instalada de todo o histórico registrado desde 2009 ocorreram após a publicação da Lei (Aneel, 2023).

3.5.5 Conta de Desenvolvimento Energético

Criada em abril de 2002, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE é abastecida com um encargo setorial destinado à promoção do desenvolvimento energético do Brasil, de acordo com a programação do Ministério de Minas e Energia (MME).

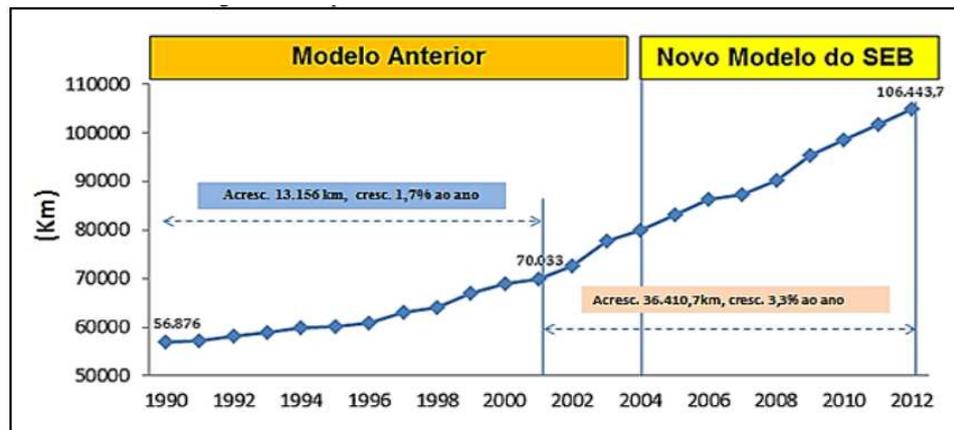
Segundo a CCEE, a Conta de Desenvolvimento Energético, concede descontos a algumas classes de consumo, custeia geração de sistemas isolados além de outras aplicações. Um ponto de destaque é que essa conta é responsável por custear e incentivar a produção e consumo de fontes renováveis.

A conta de desenvolvimento energético foi de grande importância para o setor após a crise hídrica de 2001. Além de garantir desconto de energia para classes de baixa renda, gera incentivos às classes de produtores rurais e irrigantes. Destaca-se que grande parte do fundo investidor da CDE é direcionado a fontes incentivadas de energia, proporcionando a expansão e diversificação do sistema elétrico brasileiro. Esse subsídio é garantido tanto para o agente gerador quanto o consumidor de fontes renováveis.

3.5.6 Efeitos no sistema de transmissão

Na Figura 17 está ilustrada a expansão do sistema de transmissão no período entre os anos de 1990 e 2012 de acordo com o Latin American Journal of Development (2020).

Figura 17- Expansão da malha de transmissão brasileira.



Fonte: Latin American Journal of Development (2020).

No período compreendido entre 1990 e 2001, o sistema de transmissão brasileiro foi ampliado em 13.156 km, a uma taxa de crescimento média de 1,7% ao ano. Para um mesmo período de 11 anos, entre 2001 e 2012, o SIN foi ampliado em 36.410,7 km, uma taxa de crescimento médio de 3,3% ao ano (SANTOS; MACEDO, 2020). Ou seja, a partir da crise de 2001, percebe-se um aumento da velocidade de expansão do sistema de transmissão. Destaca-se que a existência de interligações regionais com maior capacidade de transferência teria contribuído para minimização das consequências da crise de abastecimento de 2001, pois teria viabilizado maiores intercâmbios entre os submercados.

3.6 SÍNTESE DA CRISE DE 2001

Para fechamento do capítulo, abaixo são listados os principais pontos abordados sobre a crise de 2001:

- O Brasil em 2001 tinha 76,2% de dependência da fonte hidráulica;
- Motivada pela crise de 2001, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica entrou em funcionamento em 2004;

- O Programa Prioritário de Termelétricidade foi instituído em 2000 para incentivo de construção de usinas a gás natural;
- Em 2001 o PROINFA foi instituído para diversificação da matriz de geração elétrica, com a introdução das fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas;
- Em 2004 foi instituído o CMSE, com importantes atribuições no setor elétrico, em especial o despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito;
- Prevista inicialmente em 2004, a Geração Distribuída foi elaborada para expansão da matriz de geração renovável por um baixo custo.

4 CRISE HÍDRICA DE 2014 E 2015

Este capítulo aborda a crise hídrica de 2014 e 2015, que teve impacto significativo no país, ficando marcada por elevados custos resultantes do intenso despacho de usinas termelétricas. Para melhor compreensão da crise, na seção 4.1 será apresentado o contexto histórico do período. Além disso, na seção 4.2 serão abordadas as consequências da crise hídrica, focando nos problemas enfrentados pelo setor e a população. Na seção 4.3 é apresentado a matriz de geração do sistema elétrico, com comparações a anteriormente apresentada no capítulo 3. Por fim, na seção 4.4 são indicados os avanços no arranjo do setor elétrico brasileiro que foram trazidos pela crise de 2014 e 2015.

4.1 CONTEXTO HISTÓRICO

A crise hídrica de 2014 e 2015 teve um impacto significativo no âmbito do setor elétrico brasileiro. O período foi particularmente delicado devido à situação política que o país enfrentava logo após as eleições de 2014, em que os preços praticados para o bem essencial da energia elétrica eram determinantes para a avaliação do mandatário recém reeleito. Foi nesse contexto que ficaram evidentes fragilidades ainda existentes no suprimento energético, mesmo após as melhorias implementadas em decorrência da crise hídrica de 2001.

Ao final do ano de 2012, já havia sinalização de riscos de abastecimento futuro, em função da condição de armazenamento dos reservatórios. Conforme ilustrado na Figura 18 - Energia armazenada nos reservatórios do país entre 2010 e 2020, o ano de 2012 foi iniciado com um recorde histórico de armazenamento (superior a 70%). Entretanto, os reservatórios terminaram o ano com um volume bastante baixo, na casa dos 30%. Outro ponto alarmante é que as afluências nesse período não foram severamente baixas, apenas um pouco abaixo da média, o que levanta dúvidas a respeito das razões para o esvaziamento dos reservatórios (STREET, 2015).

Figura 18 - Energia armazenada nos reservatórios do país entre 2010 e 2020



Fonte: ONS (2023).

A maior preocupação que se seguiu ao ano de 2012 foi a de manutenção e melhor utilização do recurso hídrico, o que foi feito por meio de intenso despacho de usinas termelétricas. De fato, conforme explorado na seção 3.5.3, uma forma efetiva de preservação dos volumes armazenados nos reservatórios de usinas hidrelétricas é o despacho de usinas termelétricas, ainda que fora da ordem de mérito. Como consequência, os custos de operação do sistema elétrico foram bastante elevados, de forma com que a crise de 2014 e 2015 gerou forte desequilíbrio financeiro nas distribuidoras, conforme será abordado na seção a seguir.

4.2 CUSTOS DECORRENTES DA GESTÃO DA CRISE DE 2014 E 2015

No final do ano de 2013, em função dos níveis de armazenamento e das baixas afluências registradas, o sistema aderiu ao despacho das usinas termelétricas fora da ordem de mérito. Como já abordado na seção 2.3.6 antes da criação das bandeiras tarifárias, todos os custos excedentes das distribuidoras eram repassados para o consumidor cativo através dos

reajustes anuais. Evidentemente, essa forma não era benéfica para o setor elétrico, uma vez que as distribuidoras acumulavam dívidas financeiras como consequência do custo adicional da geração de energia térmica que não era repassado para o consumidor no momento certo. Para a visão do usuário, a imprevisibilidade da conta de energia era tida como problema, uma vez que as tarifas seriam corrigidas por todo o período que o valor pago não representou o custo real de geração, além de não saberem quando os custos de geração estavam elevados. De acordo com Amato (2014), os empréstimos feitos às distribuidoras foram pagos pelos consumidores cativos de 2015 a 2020, com o valor total de R\$ 34,015 bilhões. No mesmo período, houve aumento significativo nas contas dos consumidores, de cerca de 6% para cada ano.

A forma de reter esses custos através de empréstimos às distribuidoras, embora paliativa, não foi capaz de onerar toda a geração termelétrica, pois apesar do alto valor do empréstimo concedido às distribuidoras, não houve uma retomada imediata da chuva. Tal condição impulsionou a criação, em 2015, das bandeiras tarifárias que visam cobrir gastos com o despacho de usinas termelétricas e sinalizar mensalmente o custo efetivo da geração de energia elétrica, permitindo que o consumidor cativo adapte o seu consumo. Para os consumidores livres, a captação de recursos para o despacho de usinas termelétricas é através dos encargos de serviço e sistema.

Na crise hídrica de 2014 e 2015, não se teve racionamento de energia, mas o impacto financeiro nos agentes setoriais e para o consumidor foram grandes, conforme abordado anteriormente. É importante salientar que, em comparação com a crise hídrica de 2001, a crise de 2014 e 2015 revelou restrições elétricas menos importantes, evidenciando o sucesso de melhorias de caráter estrutural adotadas ao longo dos anos anteriores. Ou seja, a crise fica caracterizada pelos efeitos econômicos e a implementação de melhorias nos contratos de fornecimento de energia elétrica.

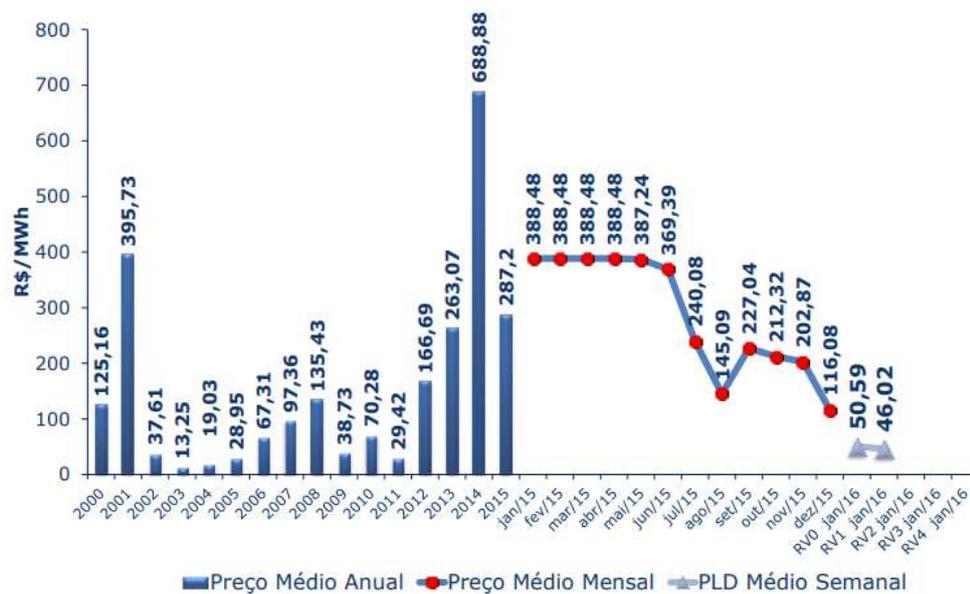
Segundo Kafruni (2014), os custos de geração de energia nunca tinham sido tão altos quanto nesse ano, nem mesmo em 2001 e em 2002. Os prejuízos em 2001 na época seriam de 8 bilhões, valor que reajustado pelo IPCA, seria equivalente a 17,5 bilhões de reais em 2014. Contudo, de 2013 a 2014, o déficit acumulado seria 4 vezes maior, estimado em 70 bilhões de reais.

Um ponto a ser destacado é que após a Audiência Pública 054/2014, a ANEEL aprovou novo limite de teto do PLD: 388,48 R\$/MWh contra os 822,83 R\$/MWh anteriormente

previstos para o ano de 2014. O item mais discutido da audiência pública estava relacionado ao pagamento do ESS_SE (Encargo de Serviços do Sistema - Segurança Energética). A decisão tomada resultou no rateio do encargo entre os agentes de consumo, em contraste com a proposta inicial de cobrança apenas dos agentes expostos no mercado. Essa medida que, a partir dessa data, os custos de geração extraordinária do país fossem rateados entre todos os consumidores, de forma que houvesse um alívio e maior previsibilidade no PLD para todos os consumidores (Comerc Energia, 2014).

Na Figura 19, é evidenciada a evolução do PLD entre os anos 2000 e 2016. É evidente a redução no valor para todos os consumidores a partir da audiência pública da ANEEL, apesar de que os valores se mantiveram no teto por 4 meses após a alteração.

Figura 19 – Histórico de PLD horizonte 2001 até dezembro de 2015



Fonte: CCEE (2016).

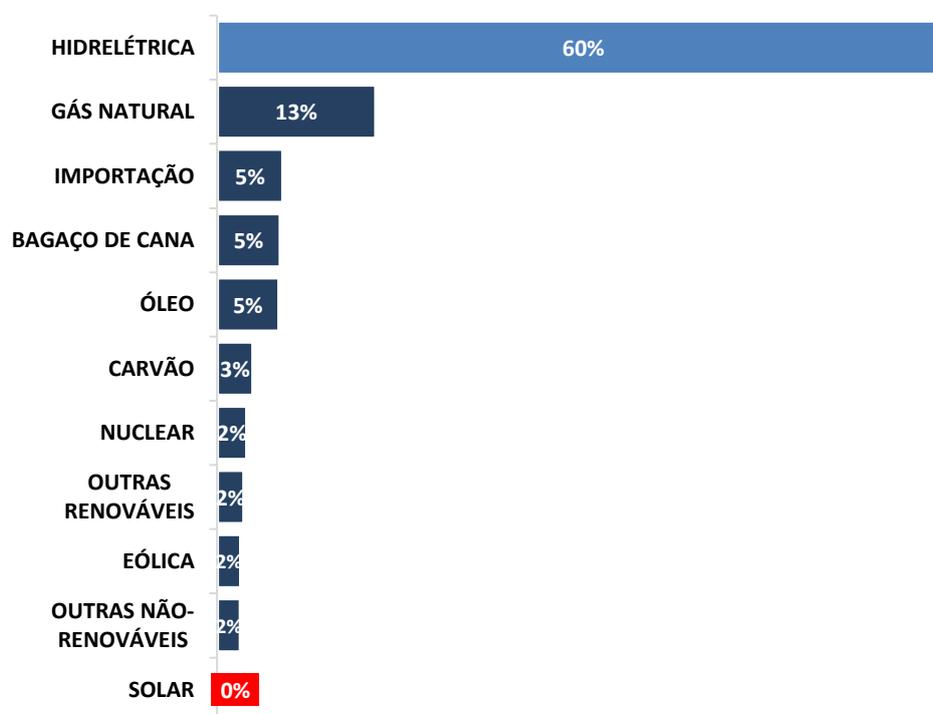
Diante das evoluções trazidas na esteira da crise de 2001, destacam-se as ações do CMSE na gestão do despacho das fontes termelétricas durante a crise hídrica de 2014 e 2015. Embora essa não seja uma solução ideal, tanto na ótica financeira quanto na ótica ambiental, devido ao

incremento na produção de gases poluentes e a alta nos custos do insumo energético, o racionamento de energia pode ser evitado.

4.3 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2014

Na Figura 20 estão apresentados os dados de geração de energia no Brasil em 2014, por tipo de fonte (MME, 2014).

Figura 20 - Geração Elétrica Brasileira em 2014



Fonte: Ministério de Minas e Energia (2015).

Quando comparados com os dados de geração de 2001 da seção 3.3, é perceptível que a geração hidráulica reduziu em 6,6 pontos percentuais e a importação de Itaipu em 4,6%. A partir da implementação do PROINFA e os incentivos à geração distribuída, é possível destacar a geração a biomassa que já representava 5% da matriz elétrica em 2015. A geração eólica, ainda tímida, representava 2% da geração do Brasil.

Mesmo que a presença das fontes renováveis não fosse ainda tão expressiva, a geração a biomassa, eólica e os painéis solares geraram 7% da energia total do país em 2014, sendo referentes a 44,5 TWh. A melhoria frente à crise anterior já era marcante em questões de diversificação da matriz elétrica.

Por fim, é perceptível o legado do Programa Prioritário de Termelétricidade introduzido na seção 3.5.1, em que as usinas a gás natural em 2001 não tinham representatividade na matriz elétrica brasileira. Os incentivos ao avanço das construções das usinas resultaram em valor expressivo de 81,075 GWh de geração em 2014, relativos a 13% de toda a energia consumida no país. Embora esse tipo de geração não seja a melhor em critério de sustentabilidade e de custo de geração, esse tipo de usina se mostra imprescindível para assegurar o sistema frente a períodos de crise hídrica.

4.4 MELHORIAS DECORRENTES DA CRISE HÍDRICA

Antagônica à crise hídrica de 2001, que trazia problemas de abastecimento de energia, a crise de 2014 e 2015 trouxe sobretudo problemas de natureza econômica. Apesar de ser menos alarmante, como não afetou a continuidade do sistema, trouxe como ponto focal a necessidade de atenção em alguns pontos do setor elétrico. Entre eles, os maiores legados ao setor são a instituição das bandeiras tarifárias e a implementação de melhorias no ambiente de contratação livre, aspectos que serão detalhados nas subseções a seguir.

4.4.1 Bandeiras tarifárias

Conforme introduzido na seção 2.3.6, as bandeiras tarifárias foram inseridas às contas dos consumidores cativos em 2015. Entende-se como uma evolução do sistema, uma vez que os custos são repassados de maneira gradual para o consumidor ao invés de um grande reajuste nas revisões tarifárias anuais das distribuidoras. Como exemplo, uma indústria poderia ter seus negócios inviabilizados em função de variações abruptas no preço da energia no momento da revisão tarifária anual. Dessa forma as bandeiras tarifárias são um instrumento interessante de repasse gradual de custos.

O sistema de bandeiras tarifárias consiste em um meio de sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica, por meio das cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha), que indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade. O objetivo é apresentar um custo que já estava na conta de energia, mas que geralmente passava despercebido, dando ao consumidor a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar, tornando a conta de luz mais transparente e oferecendo a melhor informação para o uso consciente da energia elétrica (MME, 2022).

Conforme mencionado acima, um segundo ponto interessante das bandeiras tarifárias é a sinalização para o consumidor de quando a energia está com um preço elevado. Dessa forma pode-se tomar como estratégia por parte dos consumidores reduzir o consumo no momento que a energia está mais cara, de forma antagônica ao reajuste anual que é sentido por todos independente do consumo. O segundo ponto é que essa estratégia de reduzir o consumo quando as bandeiras estão acionadas é interessante para o sistema como um todo, haja vista que a redução do consumo preserva as reservas de energia presentes no país.

Por fim, as bandeiras são aplicadas a todos os consumidores cativos do Brasil. Independente da distribuidora ou região de consumo, a bandeira tarifária estará presente na conta do consumidor pelo mesmo valor em R\$/kWh.

Na Figura 21 está ilustrado o histórico de bandeiras tarifárias no horizonte da sua criação até dezembro de 2022. Muito em linha do que será abordado no capítulo 5, em 2022 há a presença de uma quarta bandeira, conhecida como Escassez Hídrica.

Figura 21 - Histórico de Bandeiras Tarifárias



Fonte: Clarke Energia (2021).

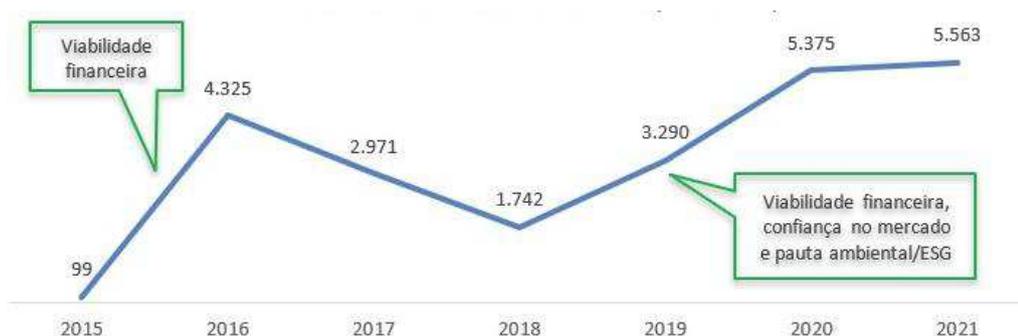
4.4.2 Melhoria do Ambiente de Consumo Livre

De acordo com a ABRACEEL, a participação no mercado livre teve um aumento considerável devido à queda da atividade econômica, o que gerou um impacto positivo no custo da energia negociada a longo prazo. Essa queda nos preços tornou a energia mais barata e, portanto, atraiu um número maior de empresas interessadas. Ainda segundo a ABRACEEL, cerca de 700 empresas estariam migrando para o mercado livre em busca de preços mais atrativos, já que a energia adquirida nesse mercado era, em média, 17% mais barata do que no mercado regulado (DE CASTRO et al., 2017).

O consumidor livre, pode negociar com qualquer agente do mercado, sendo geradores, comercializadores ou até consumidores a compra e venda de energia. A energia contratada tem o preço firmado pela vigência do contrato acordado. O protagonismo desse consumidor se dá pela liberdade de acordar os preços a serem contratados, em um mercado tão dinâmico que o preço da energia varia a cada hora. Neste sentido, o consumidor tem a possibilidade de tomar medidas mais arrojadas ou conservadoras frente aos preços.

O aumento de migrações de consumidores para o mercado livre é ilustrado na Figura 22 para o período compreendido entre 2015 e 2021. Destaca-se a migração de 99 unidades em 2015 e 4.325 unidades em 2016.

Figura 22 – Novas unidades Consumidoras no ACL horizonte 2015 a 2021



Fonte: CCEE (2022).

A queda de preços em 2016, ocorreu, pois, no mercado de energia de preços acordados bilateralmente. A partir da lógica de mercado de oferta e procura, como tinha-se a mesma oferta e uma menor procura pela compra de energia, os valores praticados de energia estavam em baixa. Como mencionado anteriormente, no mercado regulado os valores do insumo elétrico somente são revisitados anualmente, e as condições de preço não dependem dos fatores do mercado e sim de acordos de geradores e distribuidoras firmados através de leilões. Na ótica do segmento da indústria, que em 2016 era a figura que cumpria os requisitos de migração para o mercado livre, a redução de gastos era fundamental para a recuperação da atividade econômica, de forma com que o ambiente de consumo livre se tornava novamente um grande aliado.

Um ponto de extrema importância para o consumidor livre é a existência de fontes diferentes de energia, com classificação incentivadas e especiais. A energia incentivada é o tipo de energia que garante um desconto nas tarifas da fatura de distribuição. Desde sua criação, no mercado eram encontradas alternativas que garantiam 50%, 80% e 100% de desconto. Conforme explorado anteriormente, a CDE, estabelecida após a crise hídrica de 2001, seria a conta responsável por fazer o repasse do desconto ao consumidor.

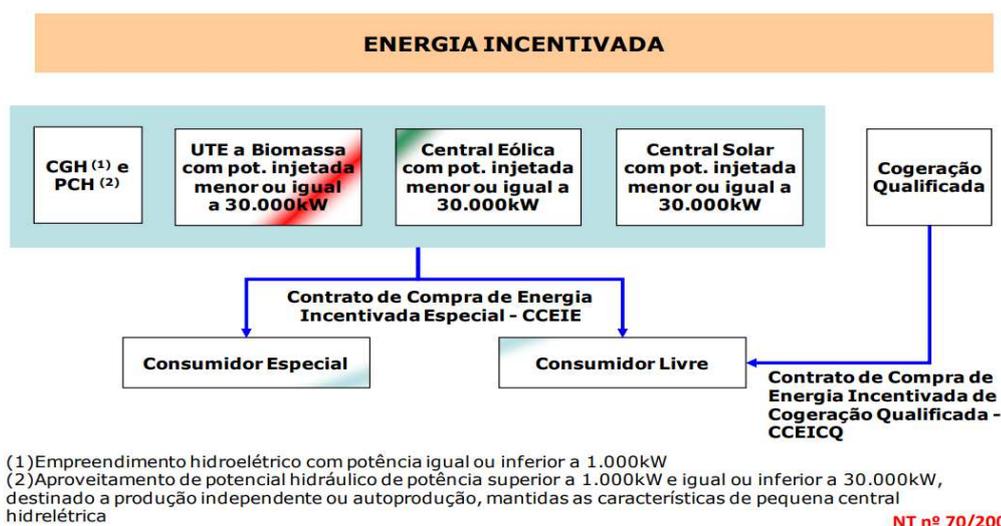
A energia especial é um tipo de energia que pode ser consumida pelos consumidores de classe especial, ou seja, que tem uma demanda contratada inferior a um limiar para ser

considerada livre. Em 2021 esse valor era de 1500 kW, em 2022 1000kW e em 2023 o valor será de 500 kW (CCEE, 2022).

As energias incentivadas e especiais, caracterizaram uma evolução do quesito de diversificar a matriz elétrica. Uma vez que, a classificação do tipo de fonte é dada a partir de outorgas de geração de fontes específicas. O consumidor da classe especial, obrigatoriamente precisa adquirir energia especial no mercado livre, enquanto o consumidor livre pode optar pela energia especial ou convencional. Em segundo lugar, a energia incentivada através dos descontos de 50%, 80% ou 100%, podem reduzir significativamente os custos de alguns consumidores, o que justifica a escolha por esse tipo de fonte. Haja vista essa consideração, dado a necessidade dos consumidores, fez sentido o investimento de terceiros em parques de geração para atender a demanda por energia incentivada e especial, o que diversificou a matriz energética.

Na Figura 23 abaixo, tem-se a relação dos tipos de geração de energia com os consumidores que podem contratá-la. O consumidor especial, em particular, só pode consumir de fontes incentivadas.

Figura 23 – Classificação das fontes de energia incentivada, segundo a resolução ANEEL nº 376/2009



Fonte: CCEE (2016).

4.5 SÍNTESE DA CRISE HÍDRICA DE 2014/2015

Em caráter conclusivo do capítulo, abaixo são listados os principais pontos abordados da crise hídrica de 2014/2015:

- Em 2014 a dependência da matriz hidrelétrica já tinha reduzido para 60%, e as térmicas a gás natural representavam 13%, relacionado ao sucesso do PPT;
- Em 2015 foram instituídas as bandeiras tarifárias, uma forma de transparência do custo real de geração para os consumidores cativos;
- Em 2016, houve grande expansão nas unidades migradas para o mercado livre de energia.

5 CRISE HÍDRICA DE 2020 E 2021

Este capítulo tem como objetivo explorar a crise hídrica de 2020 e 2021 e suas implicações no setor elétrico brasileiro. Para tanto, na seção 5.1 apresenta-se uma visão geral da crise e o contexto social que permeou a crise energética, considerando ainda os desafios impostos pela pandemia de Covid-19. Na seção 5.2 é abordada a matriz elétrica do país disponível à época, que evidencia os resultados obtidos com as estratégias de diversificação das fontes de energia. No tópico 5.3 são abordados os principais efeitos da crise de 2020 e 2021, assim como as medidas adotadas para mitigação das consequências para a sociedade. Por fim, na seção 5.4 são apresentadas as trazidos os legados de melhorias para o setor sistema elétrico brasileiro motivadas pela crise energética.

5.1 CARACTERIZAÇÃO DA CRISE E DO CONTEXTO SOCIAL

Em maio de 2021, o governo federal alertou para a maior crise hídrica enfrentada pelo Brasil em quase um século, que poderia impactar a geração e distribuição de energia elétrica (Poli UFRJ, 2022). A falta de chuvas resultou na redução crítica do volume de água nos reservatórios de hidrelétricas, levando o governo a acionar todas as termelétricas do país, incluindo usinas que usam gás importado da Argentina e Uruguai. Embora essas medidas tenham evitado o racionamento de energia, os consumidores enfrentaram aumento na conta de luz devido ao uso intenso das termelétricas.

Sob o ponto de vista das afluências, a situação foi ainda mais grave do que aquela enfrentada em 2015, com o período de setembro de 2020 a abril de 2021 registrando a menor incidência de chuvas nas regiões das hidrelétricas desde 1931. Para enfrentar a crise, o governo criou uma sala de situação para monitorar o problema e planejar um conjunto de ações visando preservar o volume dos reservatórios e evitar o racionamento de energia elétrica durante a pandemia da COVID-19.

Conforme comentado anteriormente, em 2020 o retrato era do pior cenário hidrológico dos últimos 90 anos, já englobando todas as crises hídricas presentes no atual estudo. Portanto, ficam evidenciadas as melhorias de caráter estrutural implementadas no SIN, uma vez que mesmo frente ao pior cenário hidrológico não houve medidas de racionamento de energia.

A exemplo da crise de 2014 e 2015, a crise de 2020 e 2021 foi marcada pelo alto custo da energia elétrica em face do despacho das usinas termelétricas. Os consumidores livres sofreram com encargos de segurança energética elevados e o PLD atingiu o teto por vários meses, conforme será abordado na seção 5.3. Por outro lado, os consumidores cativos enfrentaram uma nova bandeira tarifária, denominada bandeira de escassez hídrica, que teve grande impacto nas contas de energia elétrica.

O momento político dessa crise também é muito marcante e significativo para as medidas tomadas, uma vez que a situação de desabastecimento dos recursos hídricos teve seu momento agudo durante a crise mundial do Covid-19. Dessa forma, é visível que, mesmo com a elevação do custo do insumo energético do período, por questões de quarentena e recessão da atividade econômica, era necessário aliviar a conta das residências e não seria devido cortar a luz por inadimplências.

O cenário de 2020, em período anterior à crise hídrica, foi marcado principalmente pela redução do consumo industrial e dos comércios. Haja vista os cenários de quarentena, muitas fábricas foram totalmente desligadas e muitos comércios permaneceram fechados durante esse período. Este comportamento está ilustrado na Figura 24, Figura 25,

Figura 26 e Figura 27, que apresentam curvas comparativas de consumo de energia elétrica para os anos 2019 a 2022, para os nichos industriais, residenciais e comerciais.

Figura 24- Comparação de consumo 2019 a 2022 - todas as classes



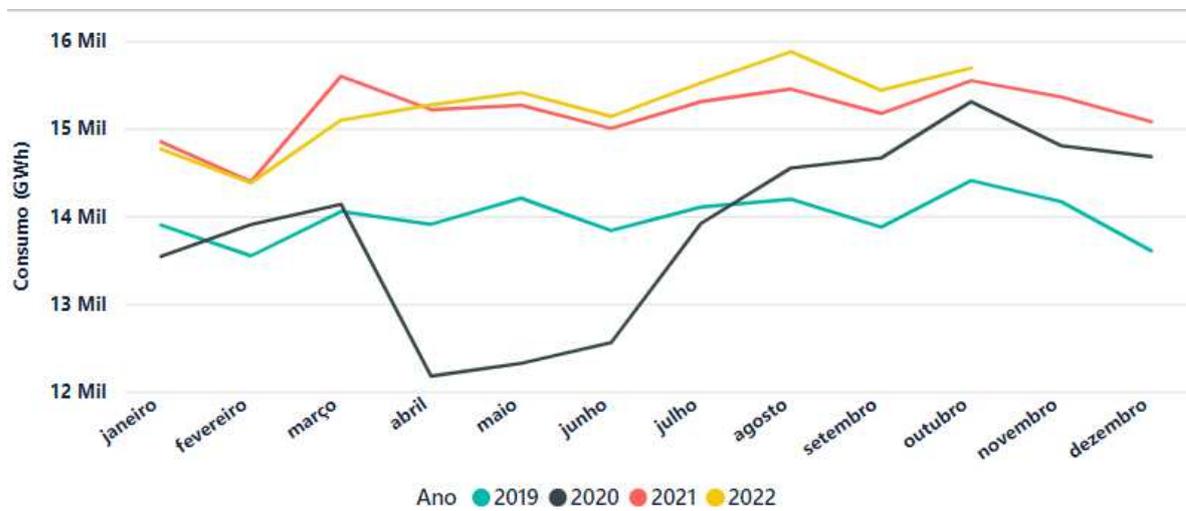
Fonte: EPE (2022).

Figura 25 - Comparação de consumo 2019 a 2022 - classe comercial



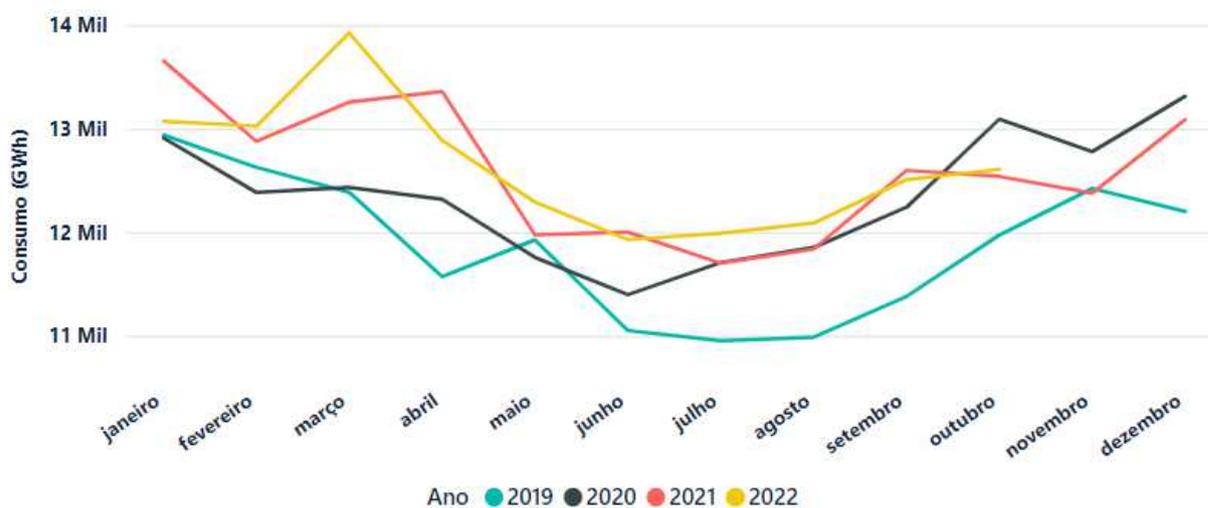
Fonte: EPE (2022).

Figura 26- Comparação de consumo 2019 a 2022 - classe industrial



Fonte: EPE (2022).

Figura 27- Comparação de consumo 2019 a 2022 - classe residencial



Fonte: EPE (2022).

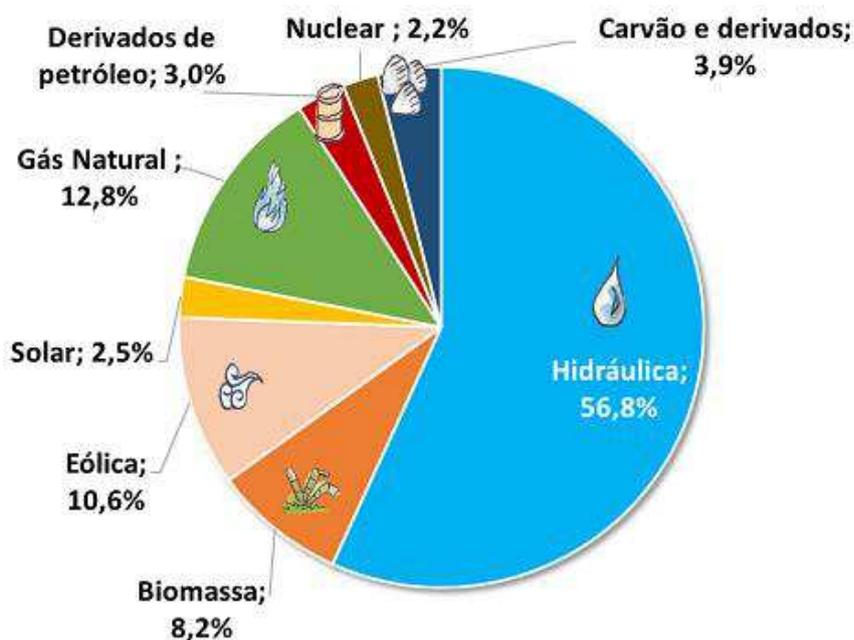
Como evidenciado nas figuras anteriores, a pandemia da COVID-19 teve impacto direto na carga do SIN, especialmente nos meses de abril a julho de 2020, em que houve parada quase total nos comércios e redução na atividade industrial. Como consequência direta, destacam-se alguns efeitos no mercado de energia no período que antecede a crise hídrica: (i) a redução do preço da energia elétrica, uma vez que a oferta era muito maior que a demanda, (ii) a sobre contratação das distribuidoras de energia e (iii) as maiores dificuldades para prever a carga, em função da mudança expressiva nos padrões de consumo.

Destaca-se, ainda, que a Lei nº 6.551/2020 garantiu a continuidade dos serviços públicos essenciais de água, luz, internet e gás, resguardando os consumidores mesmo na hipótese de inadimplência, durante situações de calamidade pública, como era o caso na epidemia de coronavírus.

5.2 MATRIZ DE GERAÇÃO ELÉTRICA EM 2021

Na Figura 28 está ilustrada a composição da matriz elétrica brasileira no ano de 2021, no qual o total de geração foi de 656 TWh.

Figura 28 - Composição da matriz elétrica brasileira em 2021.



Fonte: EPE (2022).

Quando comparada às matrizes correspondentes aos períodos das crises hídricas de 2001 e 2014/2015, percebe-se uma significativa evolução da matriz no que diz respeito à redução da dependência do recurso hídrico. A participação da geração hidrelétrica passa de 76,2% em 2001, conforme indicado no capítulo 3, para 60% em 2014, conforme ilustrado capítulo 4, e para 56,8% em 2021. É perceptível também, a maior relevância de outras fontes renováveis, totalizando 21,3% das usinas de biomassa, eólica e solar, que não eram presentes em 2001 e que em 2014, representavam 7%.

A capacidade de geração de energia eólica aumentou consideravelmente nos últimos 15 anos, passando de 27,1 MW em 2005 para 10.740 MW em 2016. Tal expansão foi acompanhado de uma expressiva redução nos preços da energia contratada, passando de 365,56 R\$/MWh nas primeiras usinas para 129,97 R\$/MWh nos leilões realizados em 2014 e 178,00 R\$/MWh em 2015. A potência instalada de geração em 2023 representa 25.037 MW, segundo a ABEEólica (2023). Tal resultado foi impulsionado por políticas públicas que visavam incentivar a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, a exemplo do PROINFA, primeira iniciativa governamental nesta direção, abordada na seção 3.5.2. Ao analisar 719 usinas eólicas de 2016, constata-se que 483 delas têm sócios exclusivamente privados, enquanto

as outras 236 usinas têm participação do Estado em suas estruturas societárias. Os resultados evidenciam que a maioria dos projetos de geração eólica implementados no país nos últimos dez anos foi conduzida pelo setor privado, indicando que o arcabouço regulatório e institucional estabelecido para o setor teve sucesso em estimular os investimentos privados (BARBOSA, 2016).

Sob o ponto de vista da capacidade instalada de geração, com a diversificação da matriz elétrica e a ampliação do parque de usinas termelétricas, o SIN está atualmente mais bem preparado para o enfrentamento de crises hídricas.

5.3 MEDIDAS DE CONTENÇÃO DOS EFEITOS DA CRISE HÍDRICA

Durante a crise hídrica de 2020 e 2021, houve diversas discussões sobre a possibilidade ou não de racionamento de energia elétrica no Brasil. De forma distinta da crise de 2001, e de forma similar à crise de 2014/2015, o período de 2020 e 2021 não ficou marcado por limitação obrigatória do consumo de energia elétrica (acionamento). Em contrapartida, foram realizadas campanhas de incentivo à redução do consumo de consumidores eletrointensivos. Por outro lado, houve incremento no custo da energia elétrica fornecida aos consumidores, em decorrência dos encargos de serviço e sistema e do estabelecimento de uma nova bandeira tarifária. As medidas de contenção adotadas à época e seus efeitos serão exploradas nos tópicos abaixo.

5.3.1 Redução Voluntária da Demanda (RVD)

A partir da Portaria Normativa nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021 e de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2021), a medida para redução do consumo de energia de consumidores livres como recurso adicional para atendimento ao SIN foi implementada pelo MME e pela CCEE a partir de agosto de 2021, e previa ofertas de redução de demanda de energia elétrica por consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou agentes agregadores de demanda desses consumidores (geradores, comercializadores e consumidores).

A RVD funcionou de forma que os consumidores poderiam fazer propostas de redução do próprio consumo para o ONS, de no mínimo 5 MWh por hora em períodos definidos de 4 ou 7 horas. As ofertas deveriam ser em montantes inteiros, ou seja, a próxima oferta maior que a mínima seria de 6 MWh por hora. Um consumo dessa magnitude é típico de empresas de grande porte e alto consumo. Na proposta o consumidor tinha o direito de escolher o valor do MWh que ele deixaria de consumir e a oferta poderia ser ou não atendida pelo ONS (ONS, 2021).

A redução voluntária da Demanda (RVD), foi uma forma de suavizar o consumo do sistema em horários específicos. O entendimento de ser uma evolução do sistema frente a períodos críticos parte do princípio que a redução de consumo se tornou facultativa, de forma que a redução do consumo poderia ser feita caso fosse benéfica para o consumidor.

Embora o sistema tenha sido bem elaborado e eficaz, com a redução de 442 MW em setembro de 2021, 720 MW em outubro e 454 MW em novembro, o programa foi encerrado em novembro de 2021 devido a retomada das afluições no período úmido.

Segundo o ONS (2021), os mecanismos de geração adicional e de resposta voluntária da demanda foram instituídos como medidas emergenciais diante da pior crise hídrica dos últimos 91 anos, tendo como objetivo ampliar a oferta de geração no curto prazo para atendimento ao SIN. Porém, a chegada do período úmido dentro do prazo esperado, além da participação dos diversos agentes e da sociedade na adoção das medidas propostas foram fatores fundamentais para garantir que, em 2021, a ponta (período de pico de energia) fosse atendida sem a necessidade de utilização de reserva operativa.

5.3.2 Redução Voluntária do Consumo (RVC)

Em setembro de 2021, foi firmada a campanha de redução voluntária ao consumo, em que o consumidor cativo nos períodos de setembro a dezembro de 2021, que conseguisse reduzir o seu consumo em pelo menos 10% em relação ao mesmo período do ano anterior, receberia o desconto de R\$ 0,50 a cada kWh economizado. Como exemplificação, na resolução homologatória nº 2.921, de 17 de agosto de 2021 da Celesc, o custo de cada kWh, consumo em distribuição, representava R\$ 0,53 para o consumidor B1 (residencial em baixa tensão) antes

dos impostos. Ou seja, comparando a solução na realidade da época, o consumidor estaria apto para deixar de pagar um valor e receber aproximadamente o mesmo valor em benefício, de forma com que poderia ter economias expressivas com esse programa.

A Figura 29 apresenta informações importantes sobre os benefícios da redução do consumo de energia elétrica. Nela, pode-se observar o bônus concedido nas contas dos consumidores. Além disso, a figura também evidencia que 5,6 TWh de energia foram poupados, contribuindo para a redução dos impactos da crise hídrica.

Figura 29- Efeito Redução voluntária do Consumo



Fonte: ONS (2022).

A Redução Voluntária do Consumo se assemelha à RVD, pois também se baseia no caráter facultativo por parte dos consumidores, que representou um alívio significativo para o sistema. Diferentemente dos cortes de fornecimento, essa abordagem se mostra mais vantajosa, como já foi discutido neste trabalho. Isso porque, ao contraste de financiar fontes termelétricas mais onerosas, é mais econômico fornecer um alívio de custos ao consumidor. No entanto, é

importante ressaltar que o benefício na conta dos consumidores que diminuíram seu consumo também foi repassado para todos os consumidores de forma geral, o que acarretou um aumento global de custos na conta de energia elétrica. Há que se considerar, por outro lado, que a redução do consumo, especialmente o industrial, pode resultar em efeitos sociais indesejáveis como, por exemplo, a redução do número de empregos.

5.3.3 CDE Covid

A Conta COVID foi criada para viabilizar a operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia durante a pandemia da Covid-19, estruturada em conjunto com o MME, o Ministério da Economia (ME) e a Aneel. O empréstimo contratado e administrado pela CCEE teve como objetivo garantir a liquidez do setor, ao mitigar os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência (CCEE, 2022).

Diante da sobre contratação de energia pelas distribuidoras, uma vez que o consumo foi reduzido de forma brusca e inesperada a partir da pandemia do Covid, evidenciado na Figura 24, foi desenvolvida uma conta para que as distribuidoras pudessem ter um alívio financeiro diante dos impactos causados pela pandemia. Isso ocorreu porque havia energia que não foi consumida e acabou sendo liquidada pelas distribuidoras, haja vista a redução do consumo. Contudo, alinhado com a Lei nº 6.551/2020, que inibia o corte dos serviços essenciais, os consumidores em geral enfrentaram dificuldades financeiras durante a crise, muitas vezes incapazes de pagar suas contas de luz devido à falta de recursos financeiros. Isso incluiu consumidores residenciais, que muitas vezes não puderam trabalhar, e consumidores industriais que tiveram que reduzir a produção e, conseqüentemente, enfrentaram inadimplência. Esse aumento na inadimplência e os impactos nas distribuidoras de energia culminaram na criação da CDE Covid, que visava preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Empréstimos na casa dos 15 bilhões foram concedidos e serão repassados para todos os consumidores até o final de 2025 através dos reajustes tarifários. Este arranjo está ilustrado na Figura 30, que sintetiza a operação da CCEE no contexto da CDE Covid.

Figura 30 - Operação da CDE Covid



Fonte: CCEE (2022).

5.3.4 Comportamento do PLD durante a crise

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é um indicador chave de mercado, conforme mencionado na seção 2.3.3. Para os consumidores livres, esse preço é determinante para orientar contratações de energia de longo prazo ou para efetivar operações de curto prazo.

Em outras palavras, caso haja excesso ou falta de energia no mês de consumo, o PLD é o preço que orienta as negociações, conhecido como mercado spot. O PLD também indica os momentos em que a geração está com custos elevados, de forma com que traduz a realidade do mercado com os custos de geração.

O PLD possui tetos e pisos estruturais que correspondem ao Custo Marginal de Operação (CMO) referentes a cada mês, que definem os valores máximos e mínimos que podem ser cobrados pelas operações de curto prazo (CCEE, 2021). Para 2021, o teto representava o valor de R\$ 588,33/MWh, enquanto o piso tinha o valor de R\$ 49,77/MWh. Tais valores, de piso e teto, são revisitados anualmente. A indicação que o PLD estava no teto nos meses de julho e agosto indica a gravidade e o acionamento de térmicas no período, conforme o histórico do valor em R\$/MWh apresentados em média anual dos anos de 2000 a 2020 e de forma mensal na Figura 31.

Figura 31 – Histórico do PLD de 2020 até a segunda semana operativa de novembro de 2021.



Fonte: CCEE (2021).

Durante a crise, ficaram evidentes o descompasso na resposta dos modelos computacionais que determinam o PLD, junto encargos de segurança energética, frente às melhorias na matriz hidrelétrica do Brasil em 2021 (COUTO, 2022). O preço da liquidação das

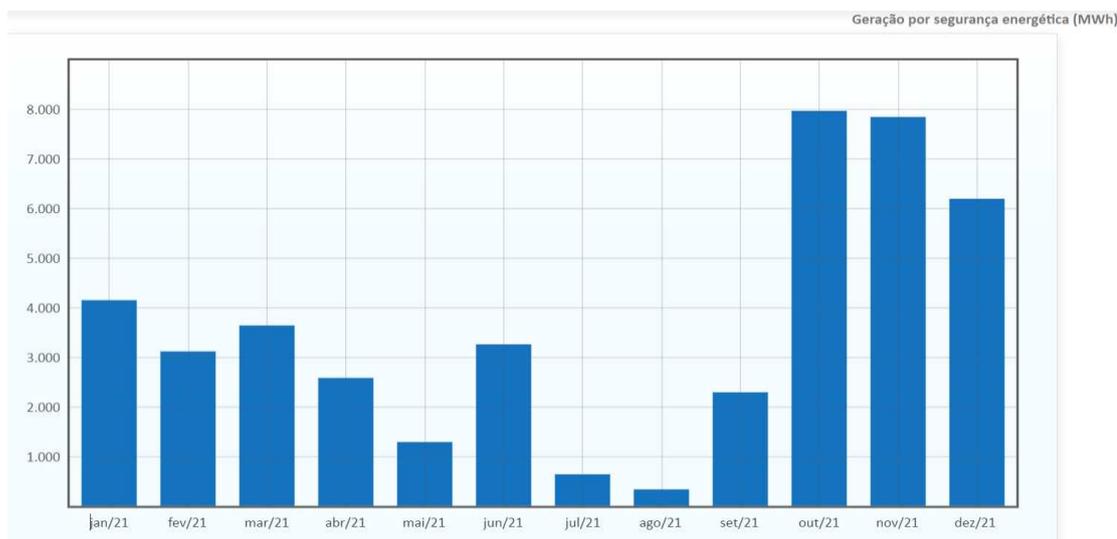
diferenças atingiu o teto estrutural durante dois meses de 2021 e na sequência, mesmo sem a efetiva recuperação dos reservatórios, o PLD caiu drasticamente no mês de outubro. Tal comportamento será explorado na seção 5.4.2

5.3.5 Encargo de segurança energética

De acordo com a CCEE (2021), os Encargos de Segurança Energética (ESE) são utilizados para remunerar as usinas despachadas por decisão do CMSE (*constrained-on*) para garantir o suprimento energético, enquanto os encargos oriundos do *constrained-off*, abordados na seção 3.5.3, são proporcionais à geração por segurança energética e por importação de energia sem garantia física associada. O ESE compõe o valor dos encargos de serviço e sistema.

A Figura 32 e a Figura 33 apresentam informações sobre o despacho de geração para segurança energética no ano de 2021. Na Figura 32, pode-se visualizar a geração de energia elétrica em megawatts-hora (MWh) ao longo do ano; na Figura 33 apresenta-se o valor em reais arrecadado pelo encargo de segurança energética.

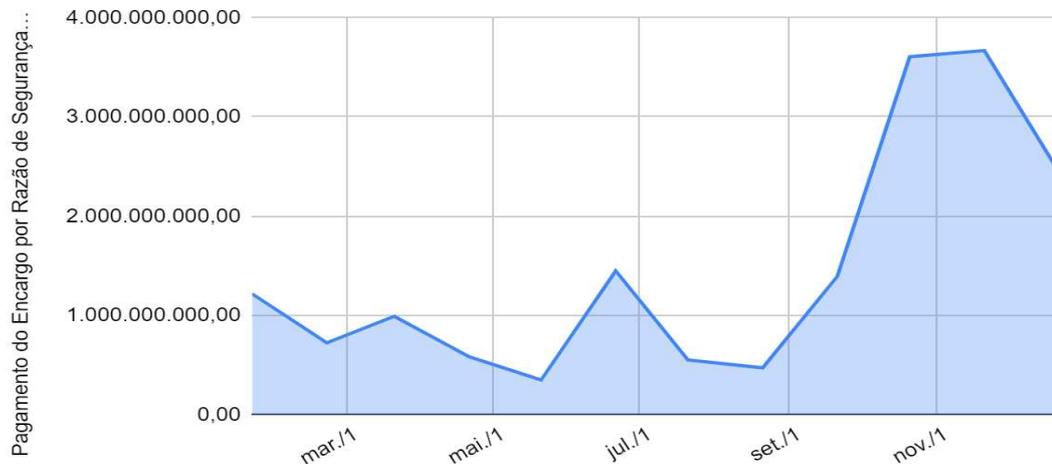
Figura 32 Geração por segurança energética em MWm 2021



Fonte: CCEE (2022).

Figura 33 - Valor arrecadado em reais por encargo de segurança energética em 2021

Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética versus



Fonte: CCEE (2022)

Uma ressalva da incidência dos encargos elevados é a imprevisibilidade dos custos para o consumidor no país. As variações nos valores das tarifas de energia elétrica ao longo do ano podem gerar impactos significativos no orçamento de indústrias, comércios e nas residências. Para tanto, é importante que o sistema seja aprimorado para aumentar a previsibilidade desses gastos e garantir previsibilidade. Conforme o gráfico acima, em março de 2021 o total de encargos recolhidos por todos os consumidores situou-se na casa de 1 bilhão de reais, enquanto de outubro a novembro do mesmo ano, a soma dos encargos atingiu valores 4 vezes maiores. Nesse sentido, muitos consumidores acabaram por ter suas expectativas frustradas, ainda mais em período de retomada da atividade econômica brasileira pós pandemia do Covid-19.

Por fim, é importante destacar a volatilidade a que está sujeito o consumidor livre no setor elétrico. Apesar da liberdade de negociar livremente os preços da energia elétrica, mesmo que seu preço de energia já tenha sido definido através de contratos, os encargos elevaram muito os custos do insumo elétrico. Isso evidencia que mesmo no ambiente de contratação livre pode-se ter maiores gastos devido ao aumento dos custos de produção da energia brasileira, através dos encargos setoriais. Esse tema e sua relação com o cálculo do PLD serão abordados na seção 5.4.2.

5.3.6 Bandeiras Tarifárias

Conforme introduzido na seção 2.3.6, as bandeiras tarifárias foram incluídas para os consumidores cativos quando não era mais possível cobrir todos os custos adicionais das distribuidoras apenas com os reajustes tarifários. No momento de sua criação, as bandeiras teriam as cores amarela, vermelha e vermelha patamar 2, visando cobrir os custos adicionais relacionados ao despacho de usinas termelétricas. Entretanto, em face das condições observadas, no ano de 2021 foi introduzida uma nova bandeira conhecida como bandeira de escassez hídrica, com o custo adicional de R\$ 142,00 para cada MWh consumido (ANEEL, 2022).

O término do período de aplicação da bandeira escassez hídrica, no final do mês de abril de 2022, já era uma expectativa do Governo Federal, que, com a medida anunciada pelo Presidente Jair Bolsonaro, antecipou a redução em 15 dias. Dessa forma, a conta de luz do cidadão brasileiro teve redução de cerca de 20% no mês seguinte. Conforme evidenciado na Figura 21, a bandeira tarifária de escassez hídrica foi acionada de agosto de 2021 até março de 2022.

5.4 MELHORIAS PÓS CRISE HÍDRICA DE 2020 E 2021

Conforme já comentado anteriormente, a crise de 2020/2021, foi marcada por elevados custos repassados para o consumidor e pela adoção de medidas permanentes e provisórias para remunerar as usinas despachadas fora da ordem de mérito. Dentro desse contexto, como legado desse período de crise, foi instituída a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais (CPAMP) e foram introduzidos aperfeiçoamentos nas metodologias de cálculo do PLD e dos encargos setoriais, conforme detalhado a seguir.

5.4.1 Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais (CPAMP)

O Ministério de Minas e Energia - MME estabeleceu a CPAMP de acordo com a Resolução CNPE nº 22/2021, por determinação do Conselho Nacional de Política Energética -

CNPE. Essa comissão tem como objetivo assegurar a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados por diversas entidades, tais como a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, no âmbito do setor elétrico (MME 2022).

Alinhado com os conceitos de despacho e compreensão da otimização dos recursos hídricos, a CPAMP, que não existia no período correspondente às demais crises examinadas neste trabalho, visa desenvolver algoritmos computacionais para dar suporte às decisões relativas à operação eletroenergética do SIN. Junto do CMSE, pode-se avaliar as questões de risco de racionamento, assim como explorar formas de otimizar os despachos fora da ordem de mérito. Adicionalmente, a CPAMP também é responsável pelos algoritmos de precificação de energia dentro do mercado de energia elétrica, tendo uma importância crucial dentro do mercado no sentido de minimizar a volatilidade dos preços.

5.4.2 PLD x Encargo de segurança energética

De acordo com Couto (2022), é necessário que os modelos matemáticos utilizados para calcular o PLD e o CMO sejam revisados para refletir a realidade da matriz energética brasileira. Segundo o diretor-geral do ONS, Luiz Carlos Ciochi, esses modelos foram elaborados em uma época em que a geração hidrelétrica representava 95% da produção nacional de eletricidade, o que deixou de ser uma realidade com a entrada de outras fontes. Em meio a discussões sobre o sinal de preço para o mercado, o governo elevou a governança da CPAMP, comitê responsável pelos modelos matemáticos para atender ao mercado brasileiro.

O PLD foi criado por meio da Lei 10.848/2004 em que o valor que baliza esse custo até hoje é o custo marginal de operação (CMO), calculado pelo ONS. O CMO, é um valor que traduz o custo de gerar o próximo Megawatt hora no sistema. Haja vista todas as mudanças no sistema brasileiro explorados no trabalho, os modelos de formação de preço com as participações da geração distribuída e fontes não despachadas, era preciso englobar novas metodologias de formação de preço.

Na Figura 34, observa-se o descolamento entre o PLD e o ESS no período de maio de 2021 até fevereiro de 2022.

Figura 34 - Valor ESS versus PLD SE/CO



Fonte (CCEE, 2022))

Diante do exposto, mesmo que o sistema não apresentasse um grande problema de abastecimento, ficou evidente um problema de remuneração de usinas no SIN. No início de 2022 e fim de 2021, o PLD começou a sua retomada aos valores de piso, na casa dos R\$ 55,70/MWh, ao mesmo passo que os encargos de segurança energética estavam em patamares cerca de 10 vezes maiores do que o histórico, conforme a Figura 34.

A situação do cálculo já era alarmante de forma com que foi publicado no Diário Oficial no dia 26 de dezembro, a resolução 29/2019 do CNPE, que definiu os critérios de garantia de suprimento aplicáveis aos estudos de expansão de oferta e de planejamento da operação do sistema elétrico. A resolução também estabelece que o Ministério de Minas e Energia deverá realizar avaliações periódicas ou em casos de eventos relevantes para determinar a necessidade de revisão dos parâmetros relacionados às métricas de risco. Além das métricas definidas e seus limites, o critério de cálculo das garantias físicas de empreendimentos de geração levará em conta a igualdade entre Custo Marginal de Operação e Custo Marginal de Expansão, garantindo a integração entre o cálculo das garantias físicas e os estudos de planejamento para a expansão do sistema elétrico.

Para tanto, foi avaliado e definido que o PLD deveria compreender de forma mais precisa o custo de geração alinhados com as metodologias de risco dos usos dos reservatórios, enquanto os encargos deveriam entrar de forma a complementar os custos que não eram

previstos. As alterações do PLD garantem maior transparência e confiabilidade para todos os consumidores do país.

5.5 SÍNTESE DA CRISE HÍDRICA DE 2020/2021

Em caráter conclusivo do capítulo, abaixo são listados os principais pontos abordados da crise hídrica de 2020/2021:

- Em 2021, devido à calamidade do Covid-19, houve redução significativa no consumo em todas as classes de consumidores;
- A geração hidrelétrica em 2021 representava 56,8% do total da geração, com destaque dos 21,3% de geração das fontes eólicas, biomassa e solar, que não eram expressivas nas crises anteriores;
- Embora a crise representasse o pior período de chuva dos últimos 91 anos, as reduções de consumo foram opcionais (voluntárias), com os programas de RVD e RVC;
- Foi criada uma bandeira tarifária com o nome de Escassez Hídrica para suprir os custos adicionais de geração;
- A CPAMP surgiu em 2021 para otimização de algoritmos de suporte aos despachos e formação de preço de energia.

6 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi o de relatar os impactos e avanços resultantes das principais crises hídricas registradas no Brasil ao longo dos últimos 25 anos.

Analisando os dados, é possível observar que, em 2001, quando o sistema era menos desenvolvido, foram enfrentados problemas de abastecimento que poderiam ter sido minimizados caso a infraestrutura de geração e transmissão do SIN fossem mais robustas. Em particular, houve severas limitações nas transferências de energia entre regiões.

Pode-se destacar que a crise de 2001 impulsionou significativas melhorias no setor elétrico. Foram instituídos órgãos específicos para monitorar aflúncias e níveis de reservatórios, como o CMSE em 2004 buscando otimizar os recursos hídricos e evitar situações de desabastecimento. Além disso, houve uma forte participação na inserção na construção de usinas térmicas a gás no Programa Prioritário de Termelétricidade em 2000, na definição das cotas do PROINFA e no fortalecimento da geração distribuída. Essas medidas buscaram aumentar a diversidade de fontes renováveis no sistema, reduzindo a dependência exclusiva da geração hídrica e minimizando a necessidade de despacho por fontes termelétricas para garantir o fornecimento de energia.

Em 2014 e 2015, embora não tenha havido racionamento de energia, foi perceptível que a forma de repasse dos custos adicionais por geração das usinas de termelétricas era inadequada e não fornecia sinalizações suficientes e no tempo adequado. Para isso foram criadas as bandeiras tarifárias, que estão vigentes até o momento. Além de mitigarem o problema de déficits financeiros das distribuidoras, garantem maior transparência para o consumidor, uma vez que é possível saber quando os custos de consumir energia estão elevados, possibilitando uma redução facultativa.

Na mais recente crise de 2020 e 2021, mesmo que em um cenário de aflúncias mais crítico dos últimos 91 anos, não foi necessário adotar medidas de redução obrigatória de consumo (racionamento). A estratégia para a gestão da crise incluiu a adoção de incentivos para a redução do consumo, com propostas da redução voluntária da demanda e redução voluntária do consumo. De qualquer forma, a questão de preços elevados e imprevisibilidade do consumidor através de altos encargos, PLD e a nova bandeira de escassez hídrica também é digna de nota. Ficaram evidenciadas falhas nos modelos de repasse dos custos, nas quais o

modelo de precificação do PLD não traduzia o custo real de geração do país, com descompasso entre os encargos de segurança energética e os valores de PLD. Neste contexto, foram discutidas e implantadas medidas para aprimorar a metodologia do cálculo do PLD. Assim como a inclusão do CPAMP fundamentação de algoritmos de meteorologia e formação de preço auxiliares ao CMSE.

Uma avaliação da evolução global do SIN nos últimos 25 anos indica que o sistema elétrico está mais bem preparado para o enfrentamento de crises hídricas. Entre as evidências está a ausência de períodos de racionamento obrigatório de energia deste o ano de 2001, mesmo em períodos de afluições mais críticas que aquelas observadas na crise do racionamento (2001). Este resultado é, em parte, devido à estratégia de diversificação da matriz elétrica nacional, com a implantação de novas fontes renováveis e da geração distribuída. Outro ponto de destaque, que também contribui para uma maior robustez da operação eletroenergética do SIN, está relacionado à extensa malha de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua, que viabiliza o transporte da energia gerada em pontos distantes e o intercâmbio entre regiões. É o caso da geração eólica na região Nordeste, cujos excedentes são transferidos para abastecimento de outras regiões, em especial da região Sudeste.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os seguintes pontos são sugeridos na composição de compor trabalhos futuros:

- Levantamento da experiência de outros países na gestão de crises energéticas; e
- Quantificação dos benefícios das interligações regionais do Brasil para a operação eletroenergética do SIN;
- Detalhamento das metodologias de formação de preço e suas alterações para se adequarem com a realidade do sistema brasileiro.
- Impactos na matriz de geração como resultado das ações para gestão das mudanças climáticas.

REFERÊNCIAS

ABEEólica. **Infovento 30**. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/?ano=2023>>. Acesso em: 5 jun. 2023.

ABRACEEL. **Você sabe como funciona o mercado livre de energia?** Disponível em: <https://abraceel.com.br/clipping/2020/09/voce-sabe-como-funciona-o-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 30 de maio de 2022.

ABRATE. **Sistema de Transmissão Horizonte 2024**. Disponível em: <https://abrate.org.br/sistema-de-transmissao-horizonte-2024/>. Acesso em: 28 maio 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Aneel regulamenta marco legal da micro e minigeração distribuída**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 02 jul. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras tarifárias**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 11 mai. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica, **Geração Distribuída**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 29 novembro de 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica, **Sobre Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 26 de outubro de 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Usinas Termelétricas por Tipo**. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/usinas-termeletricas-por-tipo>. Acesso em: 25 de maio de 2023.

Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). **Boletim Anual de Geração - 2020**. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/04/PT_Boletim-Anual-de-Geracao_2020.pdf. Acesso em: 25 de maio de 2023.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico: Mercado de Energia Solar no Brasil**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 10 jun. 2023.

BARBOSA DINIZ, T. **Expansão da indústria de geração eólica no Brasil: uma análise à luz da nova economia das instituições**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8510/1/ppp_n50_expans%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 3 jul. 2023.

BOSA, Diego. **Como funciona o intercâmbio de energia entre submercados**. Tradener, 2023. Disponível em: https://tradener.com.br/2021/09/16/_trashed/>. Acesso em: 08 de janeiro de 2023.

CCEE. **Conceitos de Preços**. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as%20\(PLD\)%20%C3%A9%20o%20resultado](https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as%20(PLD)%20%C3%A9%20o%20resultado). Acesso em: 26 out. 2022.

CCEE, **Conta Covid**, disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-covid>. acesso em: 3 jan. 2023.

CCEE, **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**, disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>. acesso em: 8 jan. 2023.

CCEE, **Encargos setoriais: Resolução Normativa ANEEL nº 859/2022**. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/09%20-%20Encargos_2023.3.0_2023-JAN.pdf/e918c832-7d1e-525e-76e7-f762341e2bb9. Acesso em: 28 maio 2023.

CCEE. **Energia de Reserva**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/energia-de-reserva#:~:text=O%20Encargo%20de%20Energia%20de>. Acesso em: 26 out. 2022.

CCEE. **Mercado Livre de Energia bate recorde de migração de unidades consumidoras em 2021**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-livre-de-energia-bate-recorde-de-migracao-de-unidades-consumidoras-em-2021>. Acesso em: 04 jul. 2023.

CCEE, **PROINFA**, disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/proinfa#:~:text=O%20Programa%20de%20Incentivo%20a>. acesso em: 20 set. 2022.

CCEE, **Regras de comercialização: Encargos**, março de 2022. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/09%20-%20Encargos_2022.3.0%20\(jan-22\).pdf/9fb6803c-36e9-f410-3171-655f004c4304#:~:text=Os%20Encargos%20de%20Seguran%C3%A7a%20Energ%C3%A9tica,de%20garantir%20o%20suprimento%20energ%C3%A9tico](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/09%20-%20Encargos_2022.3.0%20(jan-22).pdf/9fb6803c-36e9-f410-3171-655f004c4304#:~:text=Os%20Encargos%20de%20Seguran%C3%A7a%20Energ%C3%A9tica,de%20garantir%20o%20suprimento%20energ%C3%A9tico). Acesso em: 03 jul. 2023.

CCEE, **Relatório Anual de Administração 2021**, disponível em: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/40-operacoes-30-6.html>. acesso em: 7 jan. 2023.

Comerc Energia. **Aneel aprova PLD máximo de R\$388,48/MWh para 2015**. Disponível em: <https://panorama.comerc.com.br/aneel-aprova-pld-maximo-de-r38848mwh-para-2015>. Acesso em: 04 jul. 2023.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Plano de recuperação dos reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas do país.** [S.l.: s.n.], 2022.

Clarke Energia. **Entenda o histórico do sistema de bandeiras tarifárias no Brasil.**

Disponível em: <https://clarke.com.br/entenda-o-historico-do-sistema-de-bandeiras-tarifarias-no-brasil/>. Acesso em: 04 jul. 2023.

DE CASTRO, Nivalde J., BRANDÃO, Roberto, **Mercado Elétrico e Risco Financeiro.** Rio de Janeiro: Publit, 2021.

COUTO, Fabio, **COGEN ONS vê necessidade de mudanças de modelos para cálculo de preços,** disponível em:

<https://www.cogen.com.br/principais-noticias/ons-ve-necessidade-de-mudancas-de-modelos-para-calculo-de-precos>. acesso em: 15 jan. 2023.

DE CASTRO, Nivalde *et al*, **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro em 2016,** [s.l.]: GESEL UFRJ, 2017.

DRHIMA, Poli UFRJ, **O que explica a nova crise hídrica e quais riscos ela traz para o Brasil?** disponível em:

<https://www.drhima.poli.ufrj.br/index.php/br/destaque/noticias/325-o-que-explica-a-nova-crise-hidrica-e-quais-riscos-ela-traz-para-o-brasil>. 29 de novembro. de 2022.

ECEN, **Brasil – Energia em 2001 Principais Indicadores,** disponível em:

[https://ecen.com/eee33/brasilenerg2001.htm#:~:text=ENERGIA%20EL%C3%89TRICA,TWh%20\(%2B6%2C3%25](https://ecen.com/eee33/brasilenerg2001.htm#:~:text=ENERGIA%20EL%C3%89TRICA,TWh%20(%2B6%2C3%25). Acesso em: 28, setembro de 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas),** disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. acesso em: 4 dez. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA 2021. **Escassez hídrica e o fornecimento de energia elétrica no Brasil**. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/infogr%C3%A1fico.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Geração Fontes**. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>.

Acesso em: 24 maio de 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética**. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 29 maio de 2022.

G1, Fábio Amato ; BRASÍLIA, **Governo negocia novo empréstimo de R\$ 6,5 bilhões para distribuidoras**, Economia, disponível em:

<https://g1.globo.com/economia/noticia/2014/07/governo-negocia-emprestimo-de-r-65-bilhoes-para-distribuidoras.html>. acesso em: 7 nov. 2022.

GOV 2022, **Governo Federal anuncia bandeira verde para todos os consumidores de energia e reduz em cerca de 20% o valor da conta de luz**. Disponível em:

<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/04/governo-federal-anuncia-bandeira-verde-para-todos-os-consumidores-de-energia-e-reduz-em-cerca-de-20-o-valor-da-conta-de-luz>. Acesso em: 07 janeiro. de 2023.

KAFRUNI, Simone, **Crise no setor elétrico já apresenta prejuízo de R\$ 70 bilhões**, Estado de minas, disponível em:

https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2014/08/17/internas_economia,559361/crise-no-setor-eletrico-ja-apresenta-prejuizo-de-r-70-bilhoes.shtml. Acesso em: 17 janeiro. de 2023

LISBOA, Vinícius, **ONS diz que não houve apagão nem falha, mas desligamento preventivo**, Agência Brasil, disponível em:

<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-01/ons-diz-que-nao-houve-apagao-e-nem-falha-mas-desligamento-preventivo>. acesso em: 7 nov. 2022.

LOSEKANN, Luciano Dias. **A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro**. Blog Infopetro, 20 set. 2010. Disponível em:

<https://infopetro.wordpress.com/2010/09/20/integracao-das-industrias-de-gas-natural-e-eletricidade-no-brasil/>. Acesso em: 02 julho. 2023.

MACEDO, Humberto Rodrigues; SOUZA, Kaison Teodoro, Evolução do sistema de transmissão de energia elétrica, após a crise energética de 2001, **Latin American Journal of Development**, v. 3, n. 1, p. 314–329, 2020.

MACHADO, Marina. **Saiba como funcionam os encargos de serviço do sistema**. Copel Mercado Livre, 2022. Disponível em:

<https://copelmercadolivre.com/saiba-como-funcionam-os-encargos-de-servico-do-sistema/>.

Acesso em: 26 out. 2022.

MEDEIROS, L. Capítulo 3 - formação do preço da energia elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO, p. 39–63, 2004. Doi.org/10.17771/PUCRio.acad.4777.

MEGAWHAT. **Submercado**. Disponível em:

<https://www.megawhat.energy/verbetes/402/submercado>. Acesso em: 08 jan. 2023.

Ministério de Minas e Energia, **CMSE**, disponível em:

<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>. acesso em: 13 set. 2022.

Ministério de Minas e Energia, **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**, disponível em:

<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>>. Acesso em: 29 de maio. de 2022

Ministério de Minas e Energia, **CPAMP**, disponível em:

<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp>. acesso em: 20 set. 2022.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Resenha Energética Brasileira 2014**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2015. Disponível em:

<http://antigo.mme.gov.br/documents/36208/948169/7.14+-+Resenha+Ener%20g%C3%A9tica+Brasileira+2014.pdf/9aa82d3f-a9df-5671-31b3-a5d4d7c27f42#:~:text=Em%202014%2C%20a%20Oferta%20Interna,por%20lix%C3%ADvia%20e%20outras%20renov%C3%A1veis>. Acesso em: 24 de junho de 2023.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Energia Armazenada**. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx>. Acesso em: 04 de julho de 2023.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, **ONS informa suspensão do recebimento de ofertas de geração adicional e para programa de resposta voluntária da demanda**, disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20211105-ons-informa-suspensao-recebimento-de-ofertas-geracao-adicional-e-rvd.aspx> Acesso em: 2 de julho de 2023

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Perguntas e respostas sobre a oferta de redução voluntária de demanda (RVD)**, disponível em:

[https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210908-Perguntas-e-respostas-Oferta-de-Reducao-Voluntaria-de-Demanda-\(RVD\).aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210908-Perguntas-e-respostas-Oferta-de-Reducao-Voluntaria-de-Demanda-(RVD).aspx). Acesso em: 03 janeiro. de 2023.

PRESCOTT, Pedro. **Título: Constrained-off e vertimentos turbináveis**: Publit, Abiape 2019.

REIS, Lineu Belico dos. Geração de energia elétrica. 2. ed. rev. e atual. Barueri, SP: Manole, 2021.

RESCK, Guilherme, **SBT News - A sua fonte segura de informação**, www.sbtnews.com.br, disponível em:

<https://www.sbtnews.com.br/noticia/governo/182867-medidas-do-governo-para-enfrentar- crise-hidrica-mudam-de-2001-para-2021>. acesso em: 4 dez. 2022.

ROCKMANN, R.; MATTOS, L. "**Curto-circuito – quando o Brasil quase ficou às escuras (2001 – 2002)**". 3. ed. [s.l.] E-book, 2021.

SOARES, Felipe Henrique Neves. **Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: Uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnicas, econômicas e financeiras**. 2009. 245 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Politécnica de São Paulo, São Paulo, 2009.

ROSSETTO, Raffaella. Agência Embrapa de Informação Tecnológica - **Planejamento da colheita**. Embrapa.br, 2022. Disponível em:

https://www.agencia.cnptia.embrapa.br/gestor/cana-de-acucar/arvore/CONTAG01_97_22122006154841.html#:~:text=de%20umidade%20excessiva. Acesso em: 7 maio 2022.

STREET, Alexandre. “A crise energética de 2015”. Valor Econômico. São Paulo, 24 de fevereiro de 2015.

WALVIS, A.; GONÇALVES, E. D. L. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. Rio de Janeiro: FGV, 2014.