

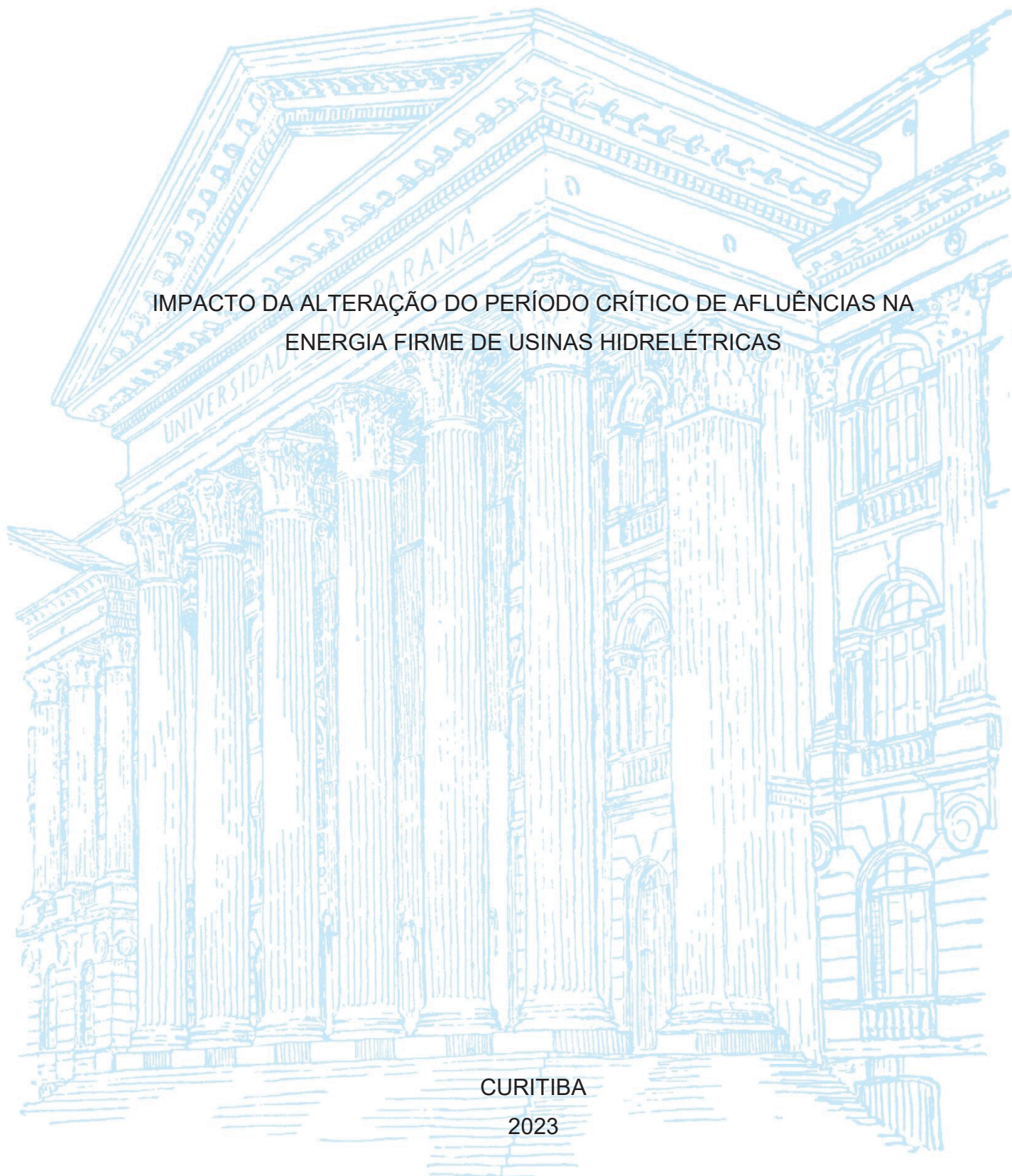
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

VICTOR GABRIEL MONTEIRO

IMPACTO DA ALTERAÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO DE AFLUÊNCIAS NA
ENERGIA FIRME DE USINAS HIDRELÉTRICAS

CURITIBA

2023



VICTOR GABRIEL MONTEIRO

IMPACTO DA ALTERAÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO DE AFLUÊNCIAS NA
ENERGIA FIRME DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel

CURITIBA

2023

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Monteiro, Victor Gabriel

Impacto da alteração do período crítico de aflúncias na energia firme de usinas hidrelétricas. / Victor Gabriel Monteiro. – Curitiba, 2023.

1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel

1. Usinas Hidrelétricas. 2. Estiagem. 3. Energia. I. Detzel, Daniel Henrique Marco. II. Universidade Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental. III. Título.

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **VICTOR GABRIEL MONTEIRO** intitulada: **Impacto da Alteração do Período Crítico de Afluências na Energia Firme de Usinas Hidrelétricas**, sob orientação do Prof. Dr. DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 01 de Setembro de 2023.

Assinatura Eletrônica

04/09/2023 10:08:43.0

DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

04/09/2023 16:58:37.0

MARCELO RODRIGUES BESSA
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

05/09/2023 16:51:36.0

CRISTOVÃO VICENTE SCAPULATEMPO FERNANDES
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

12/09/2023 10:11:05.0

EMERSON LUÍS ALBERTI
Avaliador Externo (ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO
JORDÃO S.A.)

AGRADECIMENTOS

Agradeço especialmente aos meus pais, que me apoiaram nessa etapa da minha vida, que sempre me engajaram a estudar e buscar mais conhecimento. Ao Atlético Paranaense, que diversas vezes me ajudou a me motivar a batalhar nos meus desafios, e a dar forças para enfrentar os desafios do mestrado.

Expresso meu agradecimento ao programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Ambientais (PPGERHA) e aos seus professores, que durante o mestrado, além de propiciar a visão teórica também tive a oportunidade de ver as aplicações práticas, desde matéria em laboratório como visitas e projeto em UHE's. E em especial ao meu orientador Daniel Detzel, que sempre me motivou no tema, e me apoiou durante o desenvolvimento do trabalho.

Adicionalmente, gostaria de agradecer aos meus colegas do LABHEE e agregados, que deixaram o clima do mestrado mais leve e algumas vezes proporcionaram momentos divertidos em situações trágicas. Em especial, as duas Larissas, Sâmia, Raquel, Jéssica e o João. E agradeço a todos meus amigos que estiveram comigo e me apoiaram ao longo desta jornada do mestrado.

Também agradeço ao CNPQ pelo auxílio financeiro, através da bolsa de Mestrado.

Agradeço a ELEJOR, pois esse trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto de P&D PD-02945-0001/2019, proposto pela ELEJOR – Centrais Elétricas do Rio Jordão, sob os auspícios do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

“Se não puder destacar-se pelo talento,
Vença pelo esforço.”
(Dave Weinbaum)

RESUMO

A principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas (UHE's), representando 52,8% da potência instalada. Devido a essa grande importância, é indispensável conhecer as condicionantes que afetam a produção de energia nesses empreendimentos, como, por exemplo, crises hídricas. Um conceito relevante no contexto do planejamento e operação das UHE's é o período crítico hidrológico (PC), que se refere à mais severa estiagem observada no histórico de aflúncias. Esse tópico constitui um dos objetos de estudo do presente trabalho. Atualmente o Setor Elétrico Brasileiro adota para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) um único PC, entre junho de 1949 e novembro de 1956. Porém, ao considerar as diversidades hidrológicas do país, a crise hídrica que impactou o parque hidrelétrico década de 2010 e que quando foi calculado o PC do SIN, foram consideradas somente as séries hidrológicas de 1930 até o início da década de 1960, é pertinente questionar se houve alterações. Em caso positivo, essa mudança tem impacto na energia firme (EF) dos empreendimentos, que é a geração média que uma usina pode realizar quando durante o PC, assim se reflete no cálculo da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos. Isto posto, o presente trabalho busca analisar a EF das UHE's do SIN, com base no recálculo do PC considerando as séries atualizadas de Energias Naturais Afluentes. Os resultados da pesquisa indicam que houve alteração do PC do SIN, passando a compreender o intervalo entre abril de 2016 até novembro de 2021. Também foi constatado que o PC dos quatro subsistemas do SIN (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) são diferentes entre eles, revelando as diversidades hidrológicas dentro do país. Juntamente com esses resultados, observou-se uma redução de 1.698,03 MWmed na EF do SIN, correspondendo a uma perda de 2,82%. Assim, ao realizar o rateio da EF entre as hidrelétricas, as usinas da região sul foram as que mais tiveram aumento. Contrariamente, o estado de Minas Gerais foi o mais prejudicado com perda de EF com a alteração do PC do SIN. Importante ressaltar que a maioria das UHE's com capacidade de regularização apresentaram mudanças superiores a 6% no valor de sua EF, constatando, assim, o impacto da alteração do PC no sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Energia Firme, Período Crítico, Usinas Hidrelétricas, Garantia Física.

ABSTRACT

The main source of electricity in Brazil comes from hydroelectric plants (HPP's), representing 52.8% of the inspected power. Due to this great importance, it is essential to know the variables that affect the production of energy in these facilities, such as water crises. Along with the HPPs, the concept of hydrological critical period (PC) of hydroelectric power plants appears, which the most severe drought is observed in the history of inflows. This topic constitutes one of the objects of study of the present work. Currently, the Brazilian Electric Sector adopts a single critical period for the entire National Interconnected System (SIN), between June 1949 and November 1956. However, when considering the country's hydrological diversities and the water crisis that hit the hydroelectric park in in the 2010s, and that when the critical period of the SIN was calculated, only hydrological series from 1930 to the beginning of the 1960s were used, pertinent to question whether there was any change in the critical period of the SIN. If positive, which is the average generation that a plant can produce during the PC, thus being reflected in the calculation of the firm energy of hydroelectric projects. This work seeks to analyze the firm energy of the SIN HPP's, based on the recalculation of the critical period considering the updated series of Affluent Natural Energies. The survey results indicate that there was a change in the critical period of the SIN, now comprising the interval between April 2016 and November 2021. It was also found that the critical period of the four subsystems of the SIN (South, Southeast/Midwest, Northeast and North) are different between them, showing the hydrological diversities within the country Together with these results, we note a decrease of 1,698.03 MWavg in firm energy in the SIN, corresponding to a loss of 2.82%. Thus, when apportioning the firm energy between the hydroelectric plants, the plants in the southern region were the ones that had the most increase in their EF. On the contrary, the state of Minas Gerais was the most affected by the loss of EF with the alteration of the PC of the SIN. It is important to point out that most of the UHE's with regularization capacity showed changes greater than 6% in the value of their EF, thus evidencing the impact of the alteration of the PC in the Brazilian electrical system.

Keywords: Firm Energy. Critical Period. Hydroelectric Power Plants.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – LINHA DO TEMPO DOS MARCOS DO SEB	17
FIGURA 2 – LINHA DO TEMPO 1° PERÍODO	18
FIGURA 3 – LINHA DO TEMPO 2° PERÍODO	19
FIGURA 4 – LINHA DO TEMPO 3° PERÍODO	20
FIGURA 5 – LINHA DO TEMPO 4° PERÍODO	21
FIGURA 6 – LINHA DO TEMPO 5° PERÍODO	21
FIGURA 7 – LINHA DO TEMPO 6° PERÍODO	22
FIGURA 8 – LINHA DO TEMPO 7° PERÍODO	23
FIGURA 9 – ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	23
FIGURA 10 – FONTE DA ENERGIA.....	24
FIGURA 11 – MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	25
FIGURA 12 – MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL	26
FIGURA 13 – MAPA DO SIN	27
FIGURA 14 – DILEMA DO OPERADOR.....	30
FIGURA 15 – FUNÇÃO DE CUSTO TOTAL (FCF)	31
FIGURA 16 – EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA NO CÁLCULO DO PERÍODO CRÍTICO DO SIN.....	37
FIGURA 17 – UHE’S DO SIN ANALISADAS	42
FIGURA 18 – ENA DO SIN	48
FIGURA 19 – ENA DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE.....	48
FIGURA 20 – ENA DO SUBSISTEMA SUL	49
FIGURA 21 – ENA DO SUBSISTEMA NORDESTE	49
FIGURA 22 – ENA DO SUBSISTEMA NORTE.....	50
FIGURA 23 – BOX-PLOT DO SIN	55
FIGURA 24 – BOX-PLOT DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE	55
FIGURA 25 – BOX-PLOT DO SUBSISTEMA SUL	56
FIGURA 26 – BOX-PLOT DO SUBSISTEMA NORDESTE	56
FIGURA 27 – BOX-PLOT DO SUBSISTEMA NORTE.....	57
FIGURA 28 – FLUXOGRAMA MÉTODOS.....	58
FIGURA 29 – PERÍODO CRÍTICO DO SIN 2010 E 2022	59

FIGURA 30 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE 2010 E 2022.....	60
FIGURA 31 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA SUL 2010 E 2022	61
FIGURA 32 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA NORDESTE 2010 E 2022 ...	62
FIGURA 33 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA NORTE 2010 E 2022.....	63
FIGURA 34 – PERÍODO CRÍTICO DO SIN 2020 E 2022	64
FIGURA 35 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO SIN	70
FIGURA 36 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO- OESTE	70
FIGURA 37 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO SUBSISTEMA SUL	71
FIGURA 38 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO SUBSISTEMA NORDESTE	71
FIGURA 39 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO SUBSISTEMA NORTE	72
FIGURA 40 – MUDANÇA DA EF COM A ALTERAÇÃO DO PC.....	73
FIGURA 41 – VARIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO NO RATEIO COM A ALTERAÇÃO DA EF	75
FIGURA 42 – EF COM A ALTERAÇÃO DO PC DO SIN	76
FIGURA 43 – EF SEM A ALTERAÇÃO DO PC DO SIN	76
FIGURA 44 – PARTICIPAÇÃO DAS UHE’S NO RATEIO DA EF	77
FIGURA 45 – HISTOGRAMA VARIAÇÃO DA EF COM A ALTERAÇÃO DO PC	80
FIGURA 46 – HISTOGRAMA VARIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO COM A ALTERAÇÃO DA EF	80
FIGURA 47 – HISTOGRAMA PARTICIPAÇÃO DAS UHE’S NO RATEIO DA EF	81

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CAPACIDADE MÁXIMA DE ARMAZENAMENTO.....	47
TABELA 2 – ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SIN	51
TABELA 3 – ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE.....	51
TABELA 4 – ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA SUL	52
TABELA 5 – ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA NORDESTE	52
TABELA 6 – ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA NORTE	53
TABELA 7 – PC E EF.....	65
TABELA 8 – ÍNDICE DE REGULARIZAÇÃO	68
TABELA 9 – ANÁLISE DOS RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES.....	69
TABELA 10 – ALTERAÇÃO DA EF DAS UHE’S	78

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CI	- Custo Imediato
CF	- Custo Futuro
CGH	- Central Geradora Hidrelétrica
CMO	- Custo Marginal de Operação
CNPE	- Conselho Nacional de Política de Energia
CT	- Custo Total
CV	- Coeficiente de Variação
DP	- Desvio Padrão
EA	- Energia Assegurada
EF	- Energia Firme
ENA	- Energia Natural Afluente
EOL	- Usina Eólica
FCF	- Função de Custo Total
GF	- Garantia Física
IEA	- Agência Internacional de Energia
MME	- Ministério de Minas e Energia
MW	- Mega Watt
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PC	- Período Crítico
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PEN	- Plano da Operação Energética
SEB	- Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	- Sistema Interligado Nacional
UHE	- Usina Hidrelétrica
UFV	- Solar Fotovoltaica
UTE	- Usina Termoelétrica
UTN	- Usina Termonuclear

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVOS	16
1.1.1 Objetivo geral	16
1.1.2 Objetivos específicos.....	16
2 REVISÃO DE LITERATURA	17
2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
2.1.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	17
2.1.2 Matriz Elétrica Brasileira.....	24
2.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).....	26
2.2.1 Planejamento Energético do SIN	29
2.2.2 Energia Natural Afluente (ENA).....	32
2.2.3 Método da Energia Natural.....	34
2.2.4 Período Crítico Hidrológico (PC)	35
2.2.5 Energia Assegurada, Energia Firme (EF) e Garantia Física (GF)	38
3 MÉTODOS	41
3.1 ÁREA DE ESTUDO.....	41
3.1.1 Unidades dos dados.....	42
3.2 DETERMINAÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO E ENERGIA FIRME	43
3.3 ANÁLISE DOS RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES	44
3.4 RATEIO DA ENERGIA FIRME.....	45
3.5 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA	47
3.6 PROCEDIMENTOS REALIZADOS	57
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
4.1 PERÍODO CRÍTICO E ENERGIA FIRME.....	59
4.2 ANÁLISE DOS RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES	68
4.3 RATEIO DA ENERGIA FIRME ENTRE AS UHE'S	72
5 CONCLUSÃO	83
REFERÊNCIAS	86
APÊNDICE 1 – LISTA DAS UHE'S ESTUDADAS	92

1 INTRODUÇÃO

Desde a invenção da primeira máquina geradora de eletricidade, em 1672, a energia elétrica tem assumido um papel cada vez mais crucial e multifuncional na sociedade. Ao longo do tempo, a energia elétrica se tornou uma necessidade indispensável para a vida moderna. Assim é de enorme importância ter conhecimento pleno sobre sua produção, desse modo sendo necessário realizar estudos para saber como evitar déficits, economizar e gerar energia elétrica de maneiras sustentáveis e pelo menor valor possível.

Baseado nisso, é importante ter conhecimento do parque gerador de energia elétrica disponível no país. Dos 195 GW de potência instalada no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a principal fonte é de usinas hidrelétricas (UHE's) representando 52,8%. O remanescente é distribuído entre usinas termelétricas (15,2%), eólicas (13,8%), solar fotovoltaicas (5,3%), biomassa (8,6%) e outras fontes (4,4%) (ANEEL, 2023). O conjunto de todas essas fontes de geração, juntamente com a infraestrutura de transmissão de energia do país, compõe o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).

Portanto, mais da metade da capacidade instalada para a produção da energia elétrica do SIN vem de usinas hidrelétricas. Importante ressaltar que a energia gerada por meio das UHE's está sujeita a influências de fatores diversos, como precipitação, vazões afluentes aos reservatórios, uso e ocupação do solo próximo às usinas hidrelétricas e dos rios, entre outros.

No cenário brasileiro, considerando as influências de fatores naturais, depara-se com o que é conhecido como o dilema do operador, uma situação em que o operador do setor elétrico deve tomar decisões no presente e que terão consequências no futuro. Nesse contexto, o operador deve optar entre o uso das hidrelétricas para a geração de energia, o que poderia acarretar déficits em períodos hidrológicos desfavoráveis, ou a decisão de não utilizar totalmente as hidrelétricas, o que poderia levar ao vertimento de água em períodos hidrológicos futuros mais favoráveis. No segundo caso, a energia seria suprida por outras fontes, principalmente a térmica.

Devido às incertezas envolvendo a geração hidrelétrica, para assegurar o abastecimento de energia sem eventos de déficit é imprescindível considerar a estocasticidade das vazões afluentes aos reservatórios. Com base na

regulamentação vigente (MME, 2004a), estabelece-se um risco máximo de 5% de déficit, a partir do qual é estipulada a Garantia Física (GF, também conhecida como Energia Assegurada) do conjunto de empreendimentos de geração. Por definição, a GF é a quantidade máxima de energia que o SIN pode atender, considerando o mencionado critério de garantia de suprimento, sendo esta energia rateada entre os empreendimentos de geração que fazem parte do sistema (MME, 2016).

A GF das UHE's é calculada seguindo um processo sequencial (MME, 2016). Primeiramente, determina-se a Energia Assegurada de todo o sistema e, em seguida, é realizado o rateio do resultado por usina. Na primeira etapa, é utilizado o método de Monte Carlo para simular a operação do sistema, admitindo 2000 séries sintéticas de Energias Naturais Afluentes (ENAs) para cada subsistema agregado. Como mencionado anteriormente, o critério de parada do modelo é fixado com um risco de 5% de déficit.

Na segunda etapa, o rateio é realizado de maneira proporcional à Energia Firme (EF) das hidrelétricas. A EF é definida como a geração média que uma usina pode realizar quando ocorre o período mais seco encontrado no histórico de aflúncias (MME, 2016). Esse acontecimento histórico é chamado de período crítico (PC), um dos objetos de estudo desta dissertação.

Conforme a legislação vigente, o PC oficial utilizado no setor elétrico é o mesmo para todo o SIN que vai de junho de 1949 a novembro de 1956, tendo uma duração de 90 meses (ONS, 2021). Essa referência é doravante denominada "PEN 2021" neste trabalho). A determinação desse PC foi resultado de estudos precursores requisitados pelos Comitês Coordenadores dos Estudos Energéticos das Regiões Centro-Sul (estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e norte do Paraná) (CANAMBRA, 1967) e Sul (centro-sul do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) (CANAMBRA, 1969).

Os trabalhos apresentados determinam os ciclos secos para a região Centro-Sul de 1952 até 1956 e para a região Sul de 1944 até 1945. Quando esses estudos foram realizados, existiam apenas as séries hidrológicas de 1930 até o início da década de 1960. Nesse contexto, argumenta-se existir incertezas sobre adotar um único PC para o Brasil, devido às diversidades hidrológicas encontradas nas bacias hidrográficas brasileiras. Como constatado, na época dos estudos já era de conhecimento que os ciclos secos eram diferentes entre as regiões. Ainda sim fez-se

a opção de adotar somente um PC para o setor elétrico brasileiro como uma simplificação para o planejamento e a operação do sistema elétrico do país na época.

Portanto, verifica-se uma lacuna nos estudos energéticos brasileiros, haja vista que o PC atualmente empregado para determinar a GF das UHE's vem de um trabalho antigo com poucas séries hidrológicas disponíveis. Adicionalmente, considerando a recente crise hídrica que atingiu o país na década de 2010 e o aumento do período de disponibilidade das séries hidrológicas atuais, entende-se necessário verificar se houve alteração no PC do SIN e conseqüentemente na EF, devido à grande influência desses fatores no planejamento e operação do SEB, indiretamente interferindo até na bandeira tarifária de energia elétrica.

Em estudo realizado por Detzel *et al.* (2019), foi constatado que a região Sul do Brasil manteve um PC semelhante aos trabalhos mostrados anteriormente. No entanto, nas demais regiões, das 73 UHE's com capacidade de regularização, apenas cinco tiveram o mesmo PC que o utilizado pelo SEB, sendo que o PC de 56% das usinas resultou na década de 2011 até 2020.

De acordo com Boehlert *et al.* (2016), para assegurar a GF é preciso considerar além da geração média anual, a variabilidade sazonal e anual na produção de energia elétrica. Nos Estados Unidos, a GF (localmente denominada energia firme) é definida de forma diferente por região e muitas vezes é específica de cada usina.

Existem poucos artigos sobre PC no meio internacional, principalmente ligando com à EF. Conforme Montaseri *et al.* (1999), o método que considera apenas a definição do PC tem limitações, como o uso registros de dados históricos únicos e o fato de que a pior seca pode ser superada por secas futuras. Porém, o autor salienta que com auxílio da geração de séries sintéticas é possível superar essas limitações.

A presente dissertação busca determinar a EF das UHE's que possuem capacidade de regularização pertencentes ao SIN, com base no recálculo do PC com todas as séries históricas de ENAs disponíveis. Parte-se da hipótese de que ocorreu a alteração do PC e da EF no SIN, sendo que isso será investigado nesta dissertação. Com a confirmação da alteração do PC e da EF, realiza-se o rateio da EF total para as UHE's analisadas utilizando o novo PC. Os resultados das novas EF's são comparados com as EF's anteriores, a fim de analisar o impacto dessa alteração no SIN e nas UHE's estudadas individualmente.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo geral desta pesquisa é determinar a Energia Firme das UHE's que possuem capacidade de regularização do Sistema Interligado Nacional, com base no recálculo do Período Crítico considerando as séries atualizadas de Energias Naturais Afluentes.

1.1.2 Objetivos específicos

- Verificar se houve alteração do Período Crítico e, conseqüentemente, da Energia Firme dos subsistemas do SIN e do próprio SIN;
- Comparar o Período Crítico calculado com o utilizado atualmente no setor elétrico brasileiro e verificar se é o mesmo para todos os subsistemas;
- Realizar o recálculo da Energia Firme com a alteração para o novo Período Crítico;
- Comparar a Energia Firme do SIN para Período Crítico antes da alteração e com o atual;
- Analisar o impacto da alteração da Energia Firme nas UHE's que possuem capacidade de regularização.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

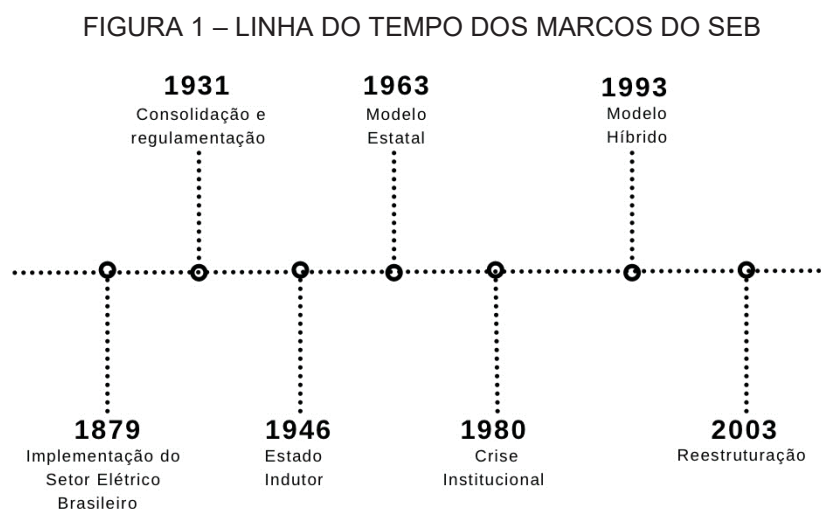
2.1.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

O modelo atual de determinação das Garantias Físicas dos empreendimentos hidrelétricos do SIN foi fruto da evolução do próprio Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Por esse motivo, este item está dedicado a traçar um breve histórico do SEB.

Nesse contexto, os marcos temporais são tipicamente divididos em sete períodos:

- 1º Período: Implementação do Setor Elétrico Brasileiro (1879 – 1930)
- 2º Período: Consolidação e regulamentação (1931 – 1945)
- 3º Período: Estado Indutor (1946 – 1962)
- 4º Período: Modelo estatal (1963 – 1979)
- 5º Período: Crise institucional (1980 – 1992)
- 6º Período: Modelo híbrido (1993 – 2002)
- 7º Período: Reestruturação (2003 – dias atuais)

A fim de proporcionar uma melhor visualização, foi elaborada uma linha do tempo representando os períodos do SEB, que é apresentada na Figura 1:



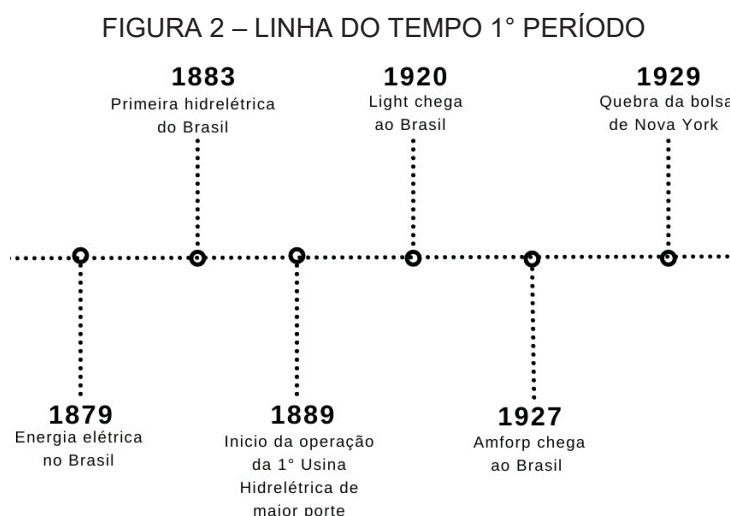
FONTE: Adaptado de (GOMES *et al*, 2008).

A energia elétrica no Brasil chegou no mesmo ano da invenção da lâmpada, em 1879, junto com seu uso comercial em outros países. A sua implementação inicial ocorreu para fins de iluminação pública na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, localizada no Rio de Janeiro. A cidade de Campos de Goytacazes foi a primeira no Brasil e na América do Sul a contar com serviços de iluminação pública (GOMES et al., 2008).

Em 1883, entrou em operação a primeira usina hidrelétrica do Brasil, localizada no município de Diamantina, em Minas Gerais, no Ribeirão do Inferno, um afluente do Rio Jequitinhonha, com o objetivo de atender às demandas da indústria mineradora. Posteriormente, em 1889, iniciou a operação da primeira usina hidrelétrica de maior porte no Brasil, com uma potência de 0,25 MW, conhecida como usina de Marmelos-Zero (ELETROBRÁS, 2006).

O 1º Período (1879 - 1930) foi marcado pela criação do setor elétrico brasileiro, através da construção de várias pequenas usinas geradoras, com objetivo de fornecer energia elétrica aos serviços públicos das cidades e aplicações industriais, como iluminação pública, bondes elétricos e força motriz nas indústrias, majoritariamente têxteis. Esse período foi marcado por monopólio privado nessa primeira fase, especialmente a partir da década de 1920, com destaque para a concessionária LIGHT no Rio de Janeiro e São Paulo, e a AMFORP, concentrada no interior de São Paulo e em diversas capitais do país (JANNUZZI, 2007).

Na Figura 2, é apresentada uma linha do tempo com os principais eventos que ocorreram durante o 1º Período:

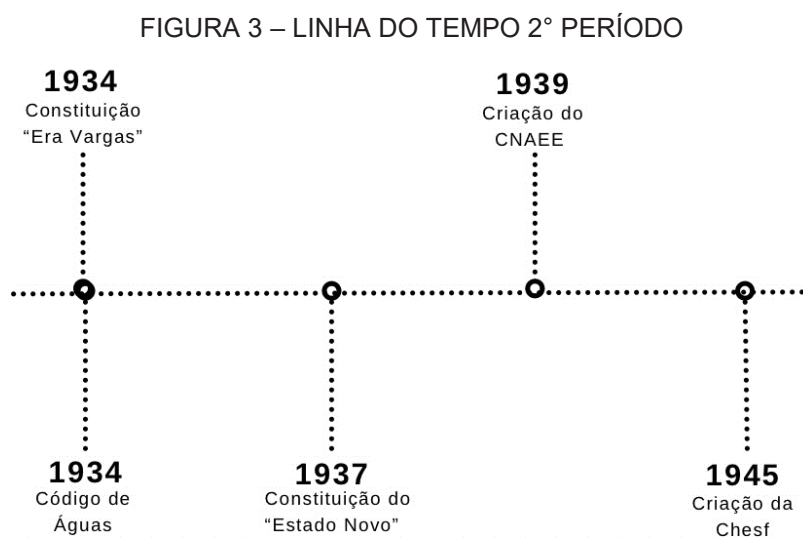


FONTE: Adaptado de (GOMES et al, 2008).

O 2º Período (1931 – 1945) teve início com a criação da Divisão de Águas, vinculada ao Ministério da Agricultura, com o objetivo de proporcionar o estudo das águas no país visando sua aplicação para o desenvolvimento da riqueza nacional, além de atuar na fiscalização e controle de serviços de energia elétrica (FUSP, 2006).

Em 1934, foi promulgado o decreto 24.643, conhecido como Código de Águas, sendo um marco regulatório de suma importância. A partir dele, houve uma paralisação de investimentos estrangeiros no setor. Já em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), que era responsável por todos os assuntos relevantes ao setor elétrico, sendo um órgão subordinado à Presidência da República. Este 2º Período foi marcado por falta de investimentos por parte das mais importantes empresas de energia elétrica que atuavam no país (GOMES *et al*, 2008).

A Figura 3 contém uma linha do tempo com os principais eventos que ocorreram durante o 2º Período do SEB:

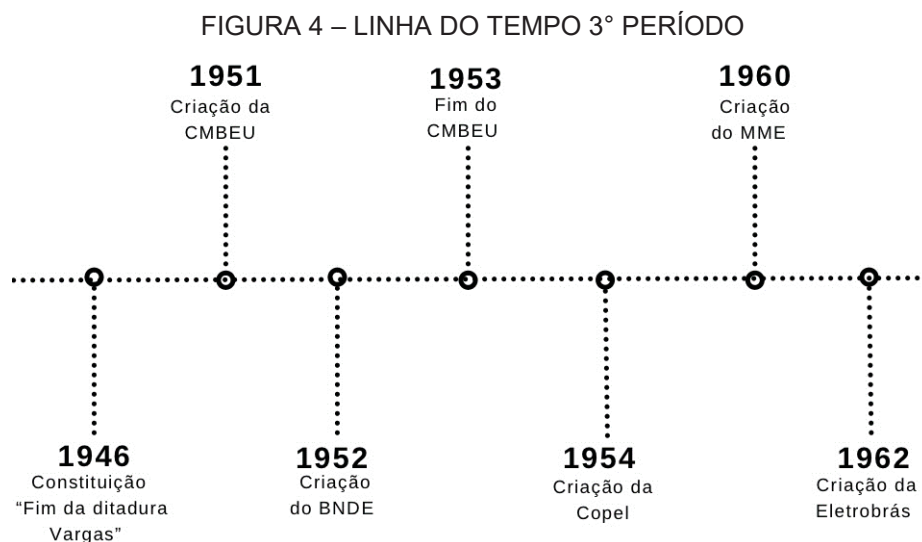


FONTE: Adaptado de (GOMES *et al*, 2008).

No 3º Período (1946 – 1962), houve a criação do Plano de Eletrificação de Minas Gerais e do estado de São Paulo, resultando na construção das usinas de Lucas Nogueira Garcez (70MW) e Jurumirim (97,7MW). Além disso, nesse período foi criada a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), o Ministério de Minas e Energia (MME) e as Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (ELETROBRÁS) (FUSP, 2006; ELETROBRÁS, 2006).

O 3º Período foi marcado pelo papel do Estado como impulsionador do crescimento do setor elétrico, embora não tenha havido uma estatização organizada ou estruturada. Ainda assim, nesse período a capacidade instalada no país teve um aumento de 326,9% (GOMES *et al*, 2008).

Para melhor compreensão dos eventos do 3º Período, foi elaborada uma linha do tempo com os principais acontecimentos, sendo apresentada na Figura 4:

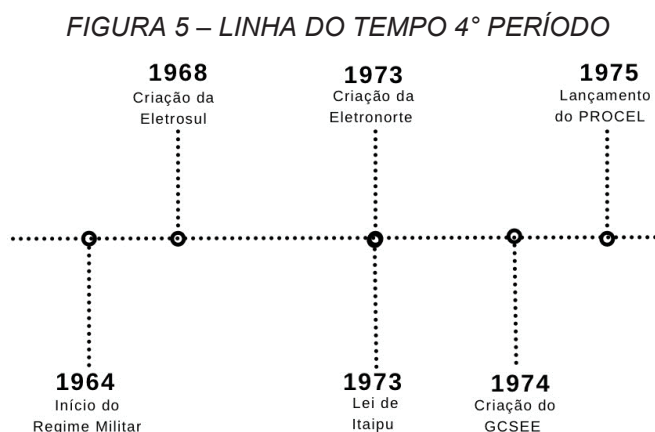


FONTE: Adaptado de (GOMES *et al*, 2008).

Já no 4º Período (1963 – 1979), houve a organização da ELETROBRÁS, que assumiu o papel de planejamento do setor elétrico e atuou como *holding* das concessionárias públicas de energia elétrica do governo federal, buscando a expansão do sistema elétrico brasileiro. Também nesse período, foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), através do Decreto 52.023 de 04/12/1958, o qual buscou realizar estudos hidrológicos. No ano de 1973, foi criada a Lei de Itaipu, instituindo, assim, a Itaipu Binacional e sendo controlada pela ELETROBRÁS (FUSP, 2006; ELETROBRÁS, 2006).

Assim, o 4º Período foi marcado pela equalização tarifária com a criação da Reserva Global de Garantia (RGG), e pela influência exercida pela ELETROBRÁS sobre os demais atores sociais, subordinada apenas ao MME. Além disso, os estados tiveram suas próprias empresas de distribuição com interesses e influência próprios, sendo que ao final do período o setor elétrico estava institucionalizado (GOMES *et al*, 2008).

A Figura 5 apresenta uma linha do tempo com os principais eventos que ocorreram durante o 4º Período:

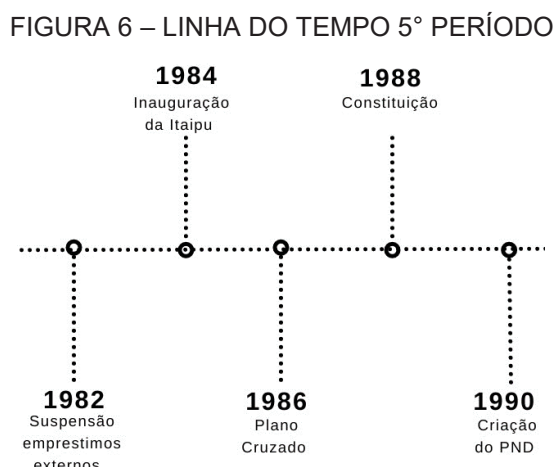


FONTE: Adaptado de (GOMES et al, 2008).

No 5º Período (1980 – 1992), iniciou-se a operação da Usina Hidrelétrica de Itaipu, até então a maior usina hidrelétrica do mundo, com capacidade de 14.000 MW. Além disso, entrou em operação a usina termonuclear de Angra I (ELETROBRÁS, 2006), uma das duas usinas nucleares atualmente em operação no país.

Durante esse período, ocorreu o congelamento das tarifas elétricas, o que contribuiu para uma crise institucional. Como consequência, as empresas de distribuição adiaram o pagamento de tributos federais, desencadeando um grave litígio de inadimplência e agravando ainda mais a crise no setor elétrico (GOMES *et al*, 2008).

A Figura 6 mostra uma linha do tempo com os principais eventos que aconteceram durante o 5º Período do SEB:

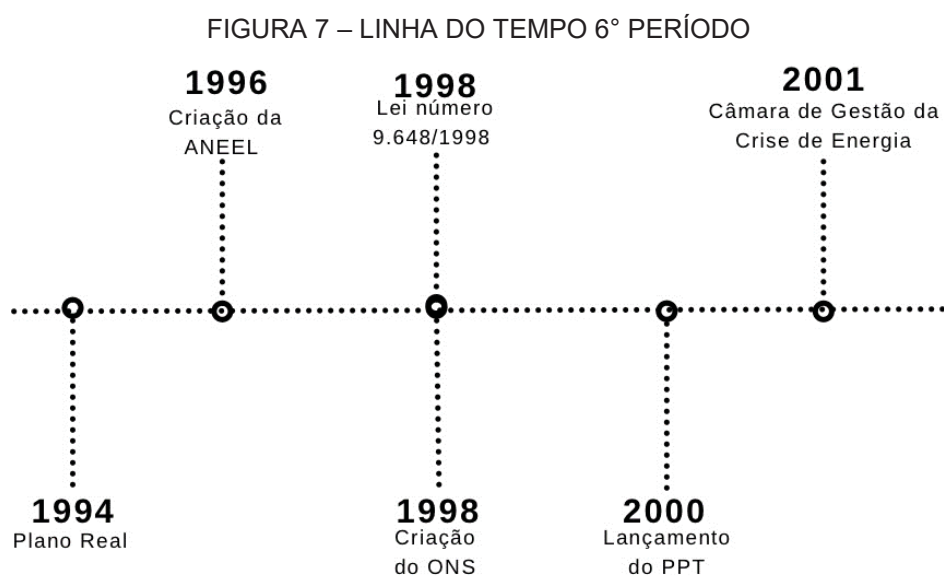


FONTE: Adaptado de (GOMES et al, 2008).

No 6º Período (1993 – 2002) foi editada a Lei das Concessões em 1995, a qual abrange o setor elétrico para as UHE's serem concedidas por meio de licitação. Já em 1996, houve a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (FUSP, 2006). Durante esse período, destacaram-se as privatizações, que repercutiram na criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O objetivo era interligar os sistemas elétricos nacionais, levando em consideração a existência de múltiplos proprietários dos empreendimentos (GOMES *et al*, 2008).

Dessa forma, por meio da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) na década de 1990, veio a implementação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e de suas agências reguladoras. Houve um grande movimento de privatizações, com forte presença do capital estrangeiro (SOUZA *et al*, 2019).

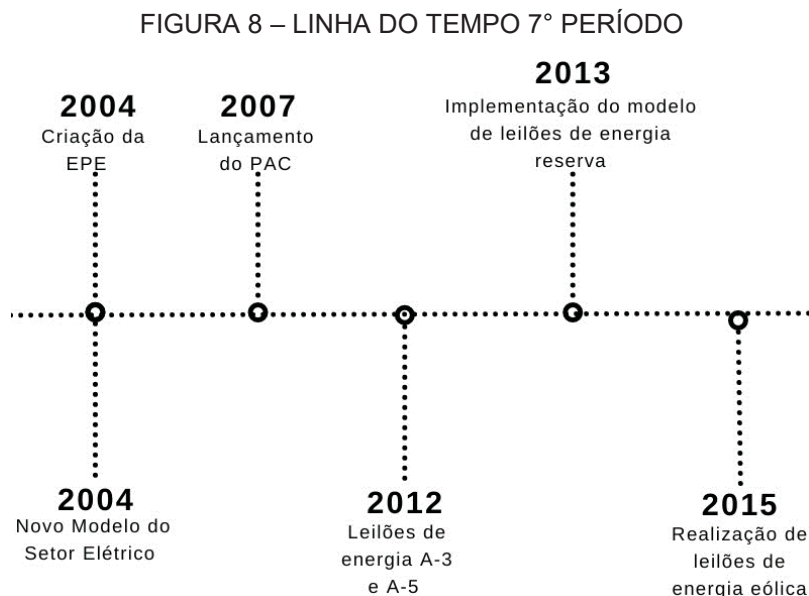
Para melhor visualização dos eventos do 6º Período foi realizado uma linha do tempo com os principais acontecimentos, sendo demonstrada na Figura 7:



FONTE: Adaptado de (GOMES *et al*, 2008).

O 7º Período (2003 – dias atuais) é caracterizado por nova reestruturação que resultou na criação do Modelo do Setor Elétrico em 2004, por meio da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e com a regulamentação da comercialização de energia elétrica (SANTOS, 2015). Foi nessa época que se instaurou sistema de definição das Garantias Físicas dos empreendimentos de geração, em vigor até os dias de hoje.

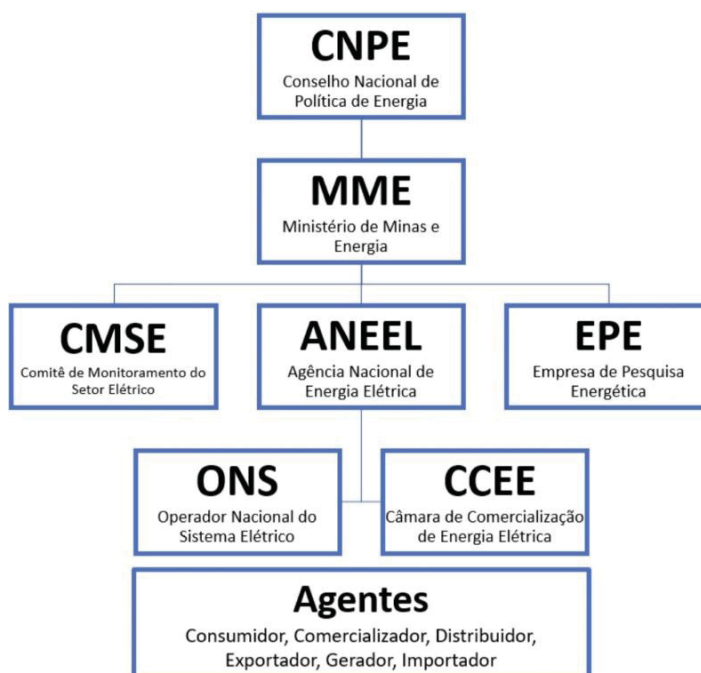
Na Figura 8 é apresentada uma linha do tempo com os principais eventos que aconteceram durante o 7º Período:



FONTE: Adaptado de (GOMES *et al*, 2008).

Desse modo, chega-se à atual Estrutura Institucional do SEB, a qual é apresentada na Figura 9.

FIGURA 9 – ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



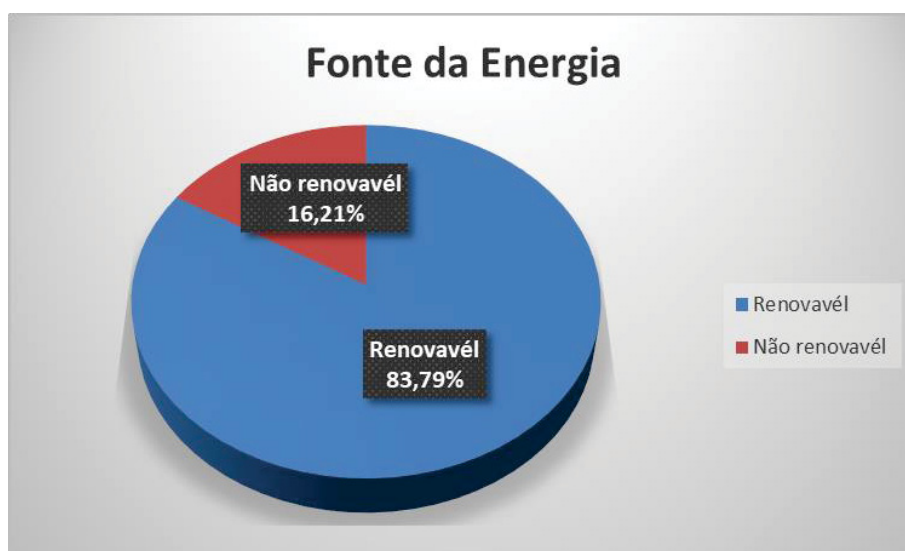
FONTE: SANTOS (2022).

Portanto, atualmente no âmbito do SEB, a hierarquia é composta pelo Conselho Nacional de Política Energética como órgão superior, seguido pelo Ministério de Minas e Energia.

2.1.2 Matriz Elétrica Brasileira

A matriz elétrica brasileira é majoritariamente composta por fontes renováveis de energia, as quais respondem por 83,8% da potência fiscalizada no país. Os dados da matriz elétrica brasileira foram retirados do portal SIGA da ANEEL, com a data de referência de 28/09/2023 (ANEEL, 2023). A Figura 10 apresenta a porcentagem das diferentes fontes de energia que compõe a Matriz Elétrica brasileira no SEB:

FIGURA 10 – FONTE DA ENERGIA



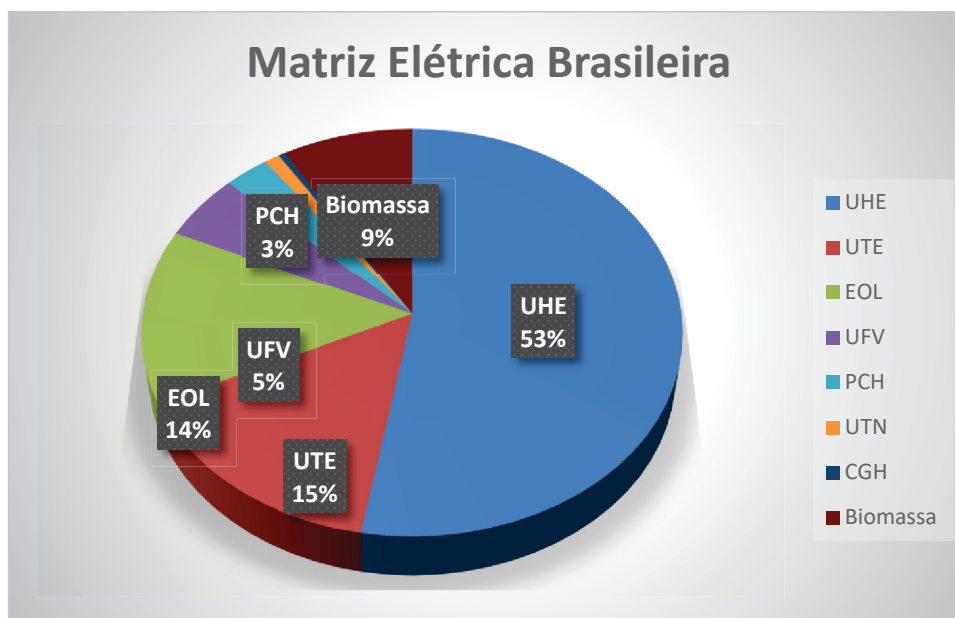
FONTE: Adaptado da ANEEL (2023).

No Brasil, as fontes renováveis somam 83,8%, representando a maior parte da Matriz Elétrica brasileira. Essas fontes são compostas pelas usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, centrais geradoras hidrelétricas, usinas eólicas e solares fotovoltaicas. Por outro lado, as usinas que utilizam fontes não renováveis, como usinas termoelétricas e usinas termonucleares, representam 16,2%, um valor comparativamente baixo, porém significativo.

A principal fonte de energia da matriz elétrica brasileira são as UHE's, que representa 52,8%, o que equivale a mais da metade da potência fiscalizada em

operação no SEB. A Figura 11 mostra a composição da matriz do SEB com base na potência fiscalizada.

FIGURA 11 – MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

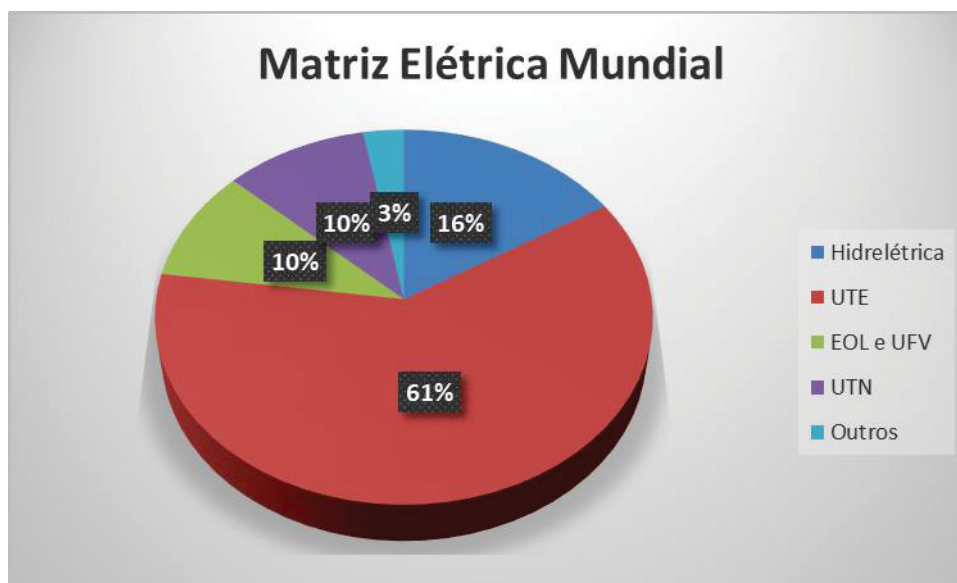


FONTE: Adaptado da ANEEL (2023).

Como já mencionado, as usinas hidrelétricas (UHE) são a principal fonte de energia para o país. Em seguida vêm as usinas termoeletricas (UTE) com 15,2%, menos da metade da potência das UHE's. As usinas eólicas (EOL) e solares fotovoltaicas (UFV) juntas equivalem a 19% da potência fiscalizada, um valor significativo para essas fontes que vêm crescendo no país, já as usinas de biomassa representam 8,6%. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) somadas ocupam somente 3,4% da potência fiscalizada no país. Por fim, usinas termonucleares (UTN) representam apenas 1% da matriz elétrica brasileira.

Visando uma comparação com o panorama mundial de geração de energia elétrica, a Figura 12 mostra a matriz elétrica global, com dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2023). A diferença para o Brasil é visível, no sentido que a principal fonte de energia é a termoeletrica com 61%. Por sua vez, as hidrelétricas representam apenas 16%. Também é observado que fontes não renováveis são a maioria no panorama mundial, diferentemente do Brasil que utiliza mais fontes renováveis.

FIGURA 12 – MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL



FONTE: Adaptado da IEA (2023).

2.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Em particular, os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste têm a predominância das usinas hidrelétricas do país, as quais são operadas por vários proprietários. Além de concessionárias de geração, empresas de transmissão, distribuição e comercialização de energia são também partes do SIN (Oliveira; Souza; Marcato, 2015).

O SIN é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte voltado para a produção e transmissão de energia elétrica. A operação do SIN é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sendo guiada por modelos computacionais complexos de otimização e simulação. Tais atividades são fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em tempo real é realizada a operação hidráulica dos sistemas de reservatórios integrantes do SIN, sendo administrado o armazenamento de água dos reservatórios para atender os múltiplos usos da água como a otimização energética e o controle de cheias (ANA, 2022; ONS, 2022).

O SIN contém dados de operação de 162 infraestruturas para geração das usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS, sendo estas 60 usinas com reservatório, 92 usinas a fio d'água distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes

regiões do Brasil (ONS, 2022). Outros destaques vão para as usinas eólicas, por sua crescente representatividade nos últimos anos, e para as usinas térmicas, que contribuem para a segurança do SIN, desempenhando um papel estratégico importante (ANA, 2022).

A interconexão dos sistemas elétricos do SIN é realizada pela malha de transmissão. Tal infraestrutura possibilita a cessão de energia entre os subsistemas, propiciando alcançar múltiplos ganhos e explorando a diversidade hidrológica das bacias brasileiras (ONS, 2022). Na Figura 13 é mostrado o mapa das linhas de transmissão do SIN, sendo a linha vermelha de 500 kV, a verde de 230 kV, a amarela de 750 kV, a azul clara de 345 kV, a azul escura de 500 kV e cinza de 440 kV.

FIGURA 13 – MAPA DO SIN



FONTE: ONS (2022).

Na Figura 13 é possível visualizar que as linhas de transmissão interligam quase todo o Brasil, tendo uma extensão de 179.311 km, deixando apenas Roraima

como sistema isolado. Por sua vez, o Amazonas e o Amapá possuem menor densidade de linhas, porém a interligação entre as regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste é ampla, preenchendo bem as regiões. Essa divisão coincide com a posição dos grandes empreendimentos de geração e centros de consumo do SIN.

Como mencionado anteriormente, os tipos de usinas que compõe o SIN são as Usinas hidrelétricas (UHE), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Usinas Termoelétricas (UTE), Usinas Eólicas (EOL), Solares Fotovoltaicas (UFV) e Usinas Termonucleares (UTN). A seguir são descritos cada tipo de empreendimento, sendo que para as de fonte hídrica a classificação segue a Resolução Normativa da ANEEL (REN 875/2020), e para as de fontes termoelétricas, eólicas e fotovoltaicas seguem a Resolução Normativa da ANEEL (REN 876/2020):

- i. UHE – Usina Hidrelétrica, central de geração de fonte primária hidráulica, com capacidade superior a 30 MW e com áreas alagadas para reservatórios acima de 13 km²;
- ii. PCH – Pequena Central Hidrelétrica, central com fonte primária hidráulica, com capacidade entre 5 e 30 MW;
- iii. CGH – Central Geradora Hidrelétrica, central geradora de fonte primária hidráulica, com capacidade menor que 5 MW;
- iv. UTE – Usina Termoelétrica, central geradora com fonte primária de queima de combustíveis fósseis ou biomassa;
- v. EOL – Usinas Eólicas, central geradora com energia eólica como fonte primária;
- vi. UFV – Central Geradora Fotovoltaica, central geradora de energia solar como fonte primária;
- vii. UTN – Usina Termonuclear, central geradora térmica com fonte primária nuclear.

A UHE é dividida em dois tipos: UHE com capacidade de regularização e UHE a fio d'água. A UHE com capacidade de regularização, também conhecida como UHE de acumulação, é caracterizada pela presença de um reservatório de armazenamento de água, o qual permite regular o fluxo de água e a geração de energia ao longo do

tempo. Por outro lado, a UHE a fio d'água não possui um reservatório com tamanho significativo e opera principalmente com a vazão natural do rio, sem capacidade de armazenamento de água, sendo esse tipo de UHE mais sensível às variações sazonais e às condições hidrológicas.

2.2.1 Planejamento Energético do SIN

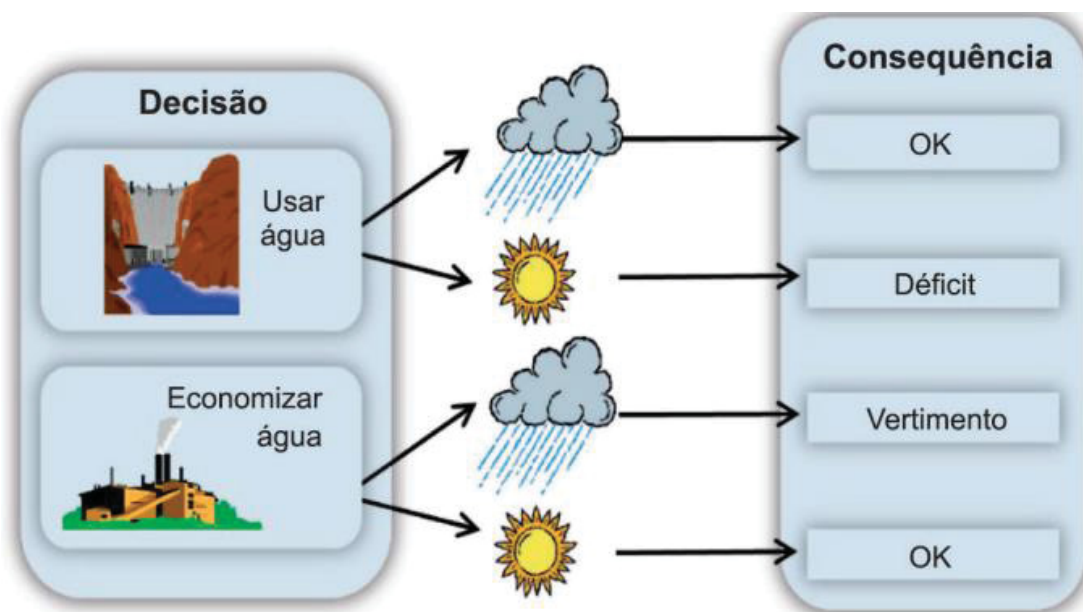
O ONS é o órgão responsável pelo despacho elétrico do SIN, o qual é realizado de modo centralizado. Os principais critérios para realizar o despacho são a eficiência técnica para atendimento à demanda e os custos de produção declarados pelos geradores. Como o despacho é realizado de maneira centralizada, as usinas geradoras não participam da tomada de decisão de acionamento ou parada da sua operação, limitando-se a seguir as instruções do Operador (CASTRO *et al*, 2014).

Tolmasquim (2016) afirma que a operação do SIN é complexa e deve considerar diferentes aspectos como:

- i. A variabilidade interanual, pois os rios brasileiros demonstram altas variações entre os anos, o que gera uma grande dispersão entre a vazão média anual;
- ii. Sazonalidade intra-anual, devido à grande variação na vazão que acontece entre o período úmido e seco dentro de um mesmo ano;
- iii. Complementariedade e diversidade regional, que se originam do fato de as bacias hidrográficas brasileiras ficarem em regiões com características físico-climáticas desiguais. Assim, geram comportamentos hidrológicos diferentes, sendo que algumas vezes complementares;
- iv. Acoplamento espacial e temporal das decisões, admitindo que as usinas hidrelétricas com capacidade de regulação no SIN são de propriedade de diferentes agentes. Assim, a decisão da geração por conta do operador tem um grande impacto e responsabilidade.

O desafio do planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico reside em estabelecer metas de geração para usinas termelétricas e hidrelétricas em cada nível ao longo do horizonte de projeto, buscando atender à demanda de energia elétrica, respeitando às restrições operativas das usinas e as restrições elétricas do sistema. Pensa-se que, como a geração hidrelétrica possui custo marginal de geração nulo, é mais vantajoso atender a demanda usando os reservatórios para não ativar usinas termoelétricas, evitando assim o custo do combustível. Porém, os volumes dos reservatórios do sistema são limitados e as afluições futuras aos aproveitamentos não são conhecidas. Dessa forma, existe uma interdependência entre a escolha operativa de momento e os custos operativos do futuro, sendo isso conhecido como o dilema do operador (OLIVEIRA, 2020). Graficamente, o dilema do operador é apresentado na Figura 14:

FIGURA 14 – DILEMA DO OPERADOR



FONTE: Oliveira (2020).

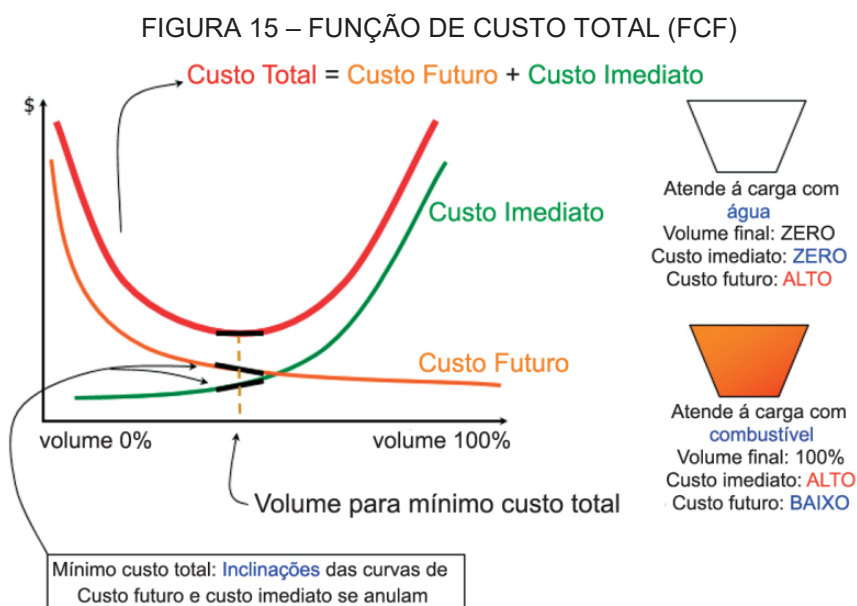
Como ilustrado na Figura 14, o dilema do operador está ligado com à decisão da operação tomada no presente e consequências no futuro. Considerando que a decisão escolhida seja de usar a energia hidrelétrica para suprir a demanda presente e, no futuro, aconteça um período hidrológico ruim com baixa vazões, pode ser preciso recorrer à geração térmica de custo elevado ou até interromper o fornecimento de

energia. Dessa maneira, o custo total da operação será elevado. Por outro lado, se a escolha no presente momento for de utilizar a geração térmica para atender a demanda e no futuro acontecer um período hidrológico favorável com afluições elevadas, pode acontecer vertimento no sistema, o que é considerado um desperdício de energia e representa um aumento desnecessário no custo total de operação.

Portanto, a vantagem de usar água armazenada nos reservatórios em um determinado nível pode ser mensurada em razão da economia de combustível das usinas termoelétricas e déficits em níveis futuros. Nesse sentido, na etapa de tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico, é indispensável comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento (OLIVEIRA, 2020).

Apesar de a Figura 14 mostrar apenas dois estágios iniciais de decisão, na prática, os níveis de armazenamento inicial nos reservatórios podem ser diversos, da mesma maneira que podem ser variados os custos das térmicas. Como não é possível conhecer as vazões futuras, é necessário avaliar possíveis cenários futuros para tomar a decisão, de maneira que otimize para o mínimo Custo Total (CT) de operação do sistema, sendo uma função objetivo que é calculada pela soma dos Custos Futuros (CF) com Custos Imediatos (CI) (TOLMASQUIM, 2016).

A otimização do Custo Total da operação é apresentada na Figura 15:



FONTE: Oliveira (2020).

Analisando a Figura 15, nota-se que o despacho energético que apresenta o menor CT é atingido quando equilibrada a geração hidrelétrica e térmica, de maneira a equivaler o valor da água (CF) ao custo de geração térmica mais cara que estiver sendo acionada (CI) (OLIVEIRA, 2020).

Tolmasquim (2016) destaca outros atributos complexos do SIN como: regularização plurianual, interdependência espacial, tempo de maturação de obras de geração e transmissão, incertezas com relação à carga, incertezas com relação às vazões e incertezas com relação à disponibilidade de equipamentos.

Para a solução do problema do despacho hidrotérmico, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolveu uma cadeia de modelos computacionais que são utilizados pelo ONS. O principal modelo é o NEWAVE, o qual realiza a otimização do despacho hidrotérmico no médio prazo, que são 5 anos em passos mensais. Porém, é importante salientar que desde quando foram desenvolvidos esses softwares de planejamento, o SEB enfrentou grandes modificações. Na época, o sistema era majoritariamente estatizado e centralizado, com a maioria de geração hidrelétrica e uma margem na capacidade instalada do sistema que deixava acomodar imprecisões que acontecem das linearizações usadas nos modelos (OENING *et al*, 2012).

Independentemente disso, o NEWAVE é o modelo ainda vigente para o planejamento energético do SIN, incluindo a definição da GF do Sistema Interligado Nacional. Dada a importância do tema para a presente dissertação, os próximos itens detalham conceitos relevantes para o entendimento do cálculo da GF.

2.2.2 Energia Natural Afluyente (ENA)

A Energia Natural Afluyente (ENA) é a quantidade de água que chega a um reservatório de uma UHE, convertida em unidades de energia. A ENA estabelece a capacidade que a UHE poderá gerar a cada tempo, caso o empreendimento tenha disponibilidade para isso. Quando a ENA da UHE é baixa, normalmente é preciso diminuir a produção na usina e despachar por usina termelétrica para suprir a demanda do mercado.

A ENA pode ser dividida em duas categorias: ENA Bruta e a ENA Armazenável. A ENA Bruta representa a energia produzível pela usina e é

determinada pelo produto das vazões naturais aos reservatórios considerando uma produtividade a 65% do volume útil. Já a ENA Armazenável considera as vazões naturais descontadas das vazões vertidas nos reservatórios (ONS, 2022).

A ENA é um importante indicador para compreender o movimento dos preços de energia de mercado. A unidade normalmente utilizada é MW médios, ou percentual da média histórica de longo termo (MLT), e quanto acima da média histórica ela estiver, mais provável de ocorrer preços baixos. No contexto brasileiro, a ENA é considerada uma variável estocástica, sendo utilizada em modelos que geram cenários hídricos sintéticos para otimizar o desempenho da operação do sistema (Oliveira; Souza; Marcato, 2015).

No entanto, de acordo com o estudo realizado por Naveiro *et al.* (2016), o emprego da MLT como indicador acaba por superestimar a disponibilidade energética de alguns subsistemas. Por meio de uma comparação mensal entre a ENA observada e a MLT, com suporte do teste t-Student, os pesquisadores concluíram que, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em nenhum mês a MLT é representativa da ENA. Por outro lado, observou-se boa aderência das variáveis aos subsistemas Sul e Nordeste, enquanto o subsistema Norte apresentou alguns meses aderentes.

A modelagem estocástica da ENA é feita usando o modelo PAR(p), o qual ajusta uma formulação autorregressiva periódica de ordem p a cada mês da série histórica das usinas que compõem a configuração do sistema. É importante ressaltar que o principal objetivo do modelo é a simulação de cenários e não sua previsão (Oliveira; Souza; Marcato, 2015).

Os dados de ENA são produzidos pelo ONS, utilizando a base de dados técnicos disponível e embasados nas vazões averiguadas nos reservatórios operados de forma centralizada. A formulação utilizada pelo ONS para o cálculo da ENA por subsistema é descrito pelo ONS (2016), e é calculada com base nas vazões naturais e nas produtibilidades equivalentes ao armazenamento de 65% do volume útil dos reservatórios dos aproveitamentos hidrelétricos. A ENA pode ser calculada em escala diária, semanal, mensal e anual. A equação (1) é utilizada para o cálculo da ENA bruta:

$$ENA_{SUBSISTEMA}(t) = \sum_{j=1}^m (Qnat(j, t) \cdot p(j)) \quad (1)$$

Sendo $ENA_{SUBSISTEMA}$ a ENA de um subsistema qualquer, t o intervalo de tempo de cálculo da ENA, j o aproveitamento pertencente ao subsistema considerado, m é o numero de usinas existentes no mesmo subsistema, Q_{nat} é a vazão natural do aproveitamento e p a produtividade média da usina, que contém o rendimento do conjunto turbina-gerador e a queda líquida do empreendimento.

2.2.3 Método da Energia Natural

As regras de operação de reservatórios em sistemas pequenos podem ser otimizadas por meio de tentativa e erro ou por programação dinâmica estocástica (FORTUNATO et al, 1990; SILVA, 2001). No entanto, historicamente o SIN se configurou como um sistema de grande porte, o que requereu artifícios para viabilizar o emprego de modelos computacionais. Nesse contexto, o Método da Energia Natural foi proposto inicialmente por CANAMBRA (1969) e considera simplificações no problema.

O método foi criado com o objetivo de analisar o desempenho e a produção de grandes e complexos sistemas hidrelétricos. Ele consiste na agregação de múltiplas usinas hidrelétricas em uma única usina equivalente de energia com aflúncias de energia (e.g. ENAs) e um reservatório de energia. Desse modo, usa-se de usinas equivalentes para simular a operação desse sistema (PÉRICO, 2014).

Esses reservatórios de energia são conhecidos como reservatórios equivalentes, definidos como reservatórios abstratos que simbolizam a soma do volume de todos os aproveitamentos das usinas com reservatório de regularização do SIN, ou de seus subsistemas (ONS, 2022).

No Método da Energia Natural, as variáveis fundamentais são as vazões naturais, que são vazões restauradas eliminando as interferências antrópicas, e o volume dos reservatórios a serem considerados. Essas variáveis são transformadas em unidades de energia, sendo que a transformação das vazões naturais gera as séries de ENA's, comentadas no item anterior (FILL, 1980).

O método propõe um modelo de simulação com uma perspectiva bastante simplificada para simular um sistema hidrelétrico, porém apresenta resultados globais

satisfatórios, especialmente em casos em que as usinas que fazem parte do sistema são favorecidas com uma boa regularização a montante (PÉRICO, 2014).

Conforme Fill (1980), as diferenças dos resultados entre simulações individualizadas e com o Método da Energia Natural raramente superam 5%. Esse erro é tolerável visto outras incertezas no planejamento. Portanto essas simplificações não fazem o Método da Energia Natural perder qualidade.

A diferença de 5% nos resultados ocorre devido às simplificações adotadas no Método da Energia Natural. Essas simplificações incluem a consideração de uma queda média em cada usina, que pode ser diferente da queda real a cada mês. Além disso, o método pressupõe que toda energia natural e armazenada é usável, desde que menor que o armazenamento máximo. A distribuição do armazenamento entre os diferentes reservatórios do sistema ignora algumas restrições, como vazões mínimas e curvas de controle. Apesar dessas simplificações, o Método da Energia Natural alcança resultados satisfatórios, principalmente se o sistema estiver focado na produção de energia elétrica, sem as usinas estarem ligadas a um conjunto complexo de restrições e regras de operação (FILL, 1980; CANAMBRA, 1969).

2.2.4 Período Crítico Hidrológico (PC)

Conforme estabelecido no PEN 2021, o Período Crítico é definido como o intervalo de tempo em que o reservatório depleciona do volume máximo de armazenamento ao mínimo (nulo), podendo considerar apenas reenchimentos parciais. No contexto do setor elétrico brasileiro, o PC oficial é entre junho de 1949 até novembro de 1956, tendo duração de 90 meses.

A adoção de único PC no setor elétrico brasileiro no passado ocorreu devido a uma necessidade de simplificação para fins de planejamento e operação do sistema elétrico. Ao adotar um único PC, é possível estabelecer diretrizes e procedimentos operacionais com base em informações gerais que se aplicam ao sistema elétrico como um todo, permitindo uma abordagem mais simplificada no planejamento e na tomada de decisões.

Entretanto, é importante destacar que existem outras definições relacionadas ao PC que podem ser encontradas na literatura. Elliot *et al.* (1998) afirma que PC é o pior ciclo hidrológico ou o único ocorrido uma vez em 20 anos. Montaseri *et al.* (1999),

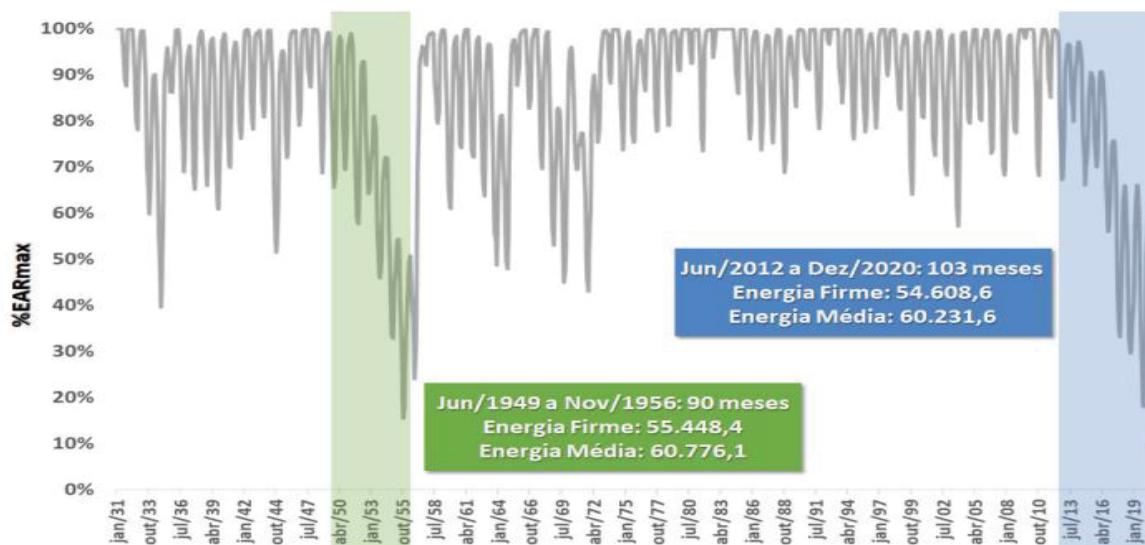
por sua vez, mostra que a definição de PC nos Estados Unidos, na qual considera o intervalo que o reservatório vai de volume máximo até o momento no qual ele encha novamente até o nível original. Trata-se de uma diferença em relação ao adotado no Brasil, sendo que para o PC do SEB o autor se refere como Período Crítico de Declínio (*Critical Drawdown Period*). Além disso, o autor ressalta que o tamanho das séries históricas afeta o PC.

Conforme Adeloje (1996), o PC é importante para o planejamento de reservatórios, que depende da capacidade de armazenamento necessário para atender uma demanda com um nível específico de confiabilidade.

Porém, em alguns reservatórios os déficits aparecem apenas durante certas estações, ou meses do ano. Assim, o armazenamento do reservatório a ser utilizado para demanda hídrica apenas é necessário para atender a queda sazonal na vazão de montante, destacando a importância para que o PC seja estabelecido com base em séries mensais (MONTASERI *et al.*, 1999). No caso do citado artigo, o objetivo é a definição do PC de reservatórios de abastecimento de água, porém a questão da sazonalidade no Brasil se aplica a reservatórios de UHE's, influenciando na utilização maior de usinas termoelétricas em certos períodos do ano.

A partir do PEN 2021, o ONS passou a avaliar o PC do SIN para a configuração de mais longo prazo do planejamento energético, na atualidade até 2025. Na avaliação do PEN 2021, foi constatado que o SIN se situa em um novo PC, que começou em junho de 2012, com duração de 103 meses. Como na época da avaliação o histórico de vazões ia somente até dezembro de 2020, não foi possível afirmar que o novo PC havia terminado. A Figura 16 ilustra a alteração do PC para o SIN.

FIGURA 16 – EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA NO CÁLCULO DO PERÍODO CRÍTICO DO SIN



FONTE: ONS (2021).

No gráfico, o começo da área sombreada verde é o último instante que o reservatório esteve com seu armazenamento máximo antes do início do PC atualmente vigente. Por sua vez, a área azul se refere ao PC calculado pelo ONS. É possível visualizar a diminuição da energia firme e a alteração do PC na última década.

Estudos anteriores, como o realizado por Detzel *et al.* (2019) já haviam mostrado a alteração do PC. No trabalho, foram analisadas 73 usinas individualmente, sendo que os resultados evidenciaram que as usinas da região Sul do Brasil mantiveram seu PC entre as décadas de 1940 e 1950, de modo semelhante ao estudo original de CANAMBRA (1967, 1969). Nos outros subsistemas, entretanto, apenas cinco usinas obtiveram o PC semelhante ao que é adotado pelo SEB; 38% das usinas apresentaram alteração do PC para a última década.

O método do PC tem suas limitações, que ocorrem na maioria dos casos devido ao uso de registros históricos únicos. Essas limitações aparecem devido à estimativa do armazenamento/rendimento ser baseada na pior seca das séries históricas, porém a pior seca pode ser superada em severidade por secas futuras. Existem métodos para eliminar essas limitações na utilização do método de PC, como combinar com a hidrologia sintética (MONTASERI *et al.*, 1999), contudo eles não são praticados atualmente no Brasil.

2.2.5 Energia Assegurada, Energia Firme (EF) e Garantia Física (GF)

A Energia Assegurada é a máxima energia que uma usina pode fornecer durante seu pior ciclo hidrológico admitindo um certo risco. Na regulamentação atual, esse risco é de 5% de não atendimento da carga (CNPE, 2004). Elliot *et al.* (1998) adiciona que a Energia Assegurada equivale à maior potência possível de assegurar constantemente durante todo o tempo.

Já Energia Firme de uma usina é definida como à geração média nos meses de período crítico hidrológico e é obtido por meio de simulação (MME, 2016). A EF é um valor ligado à segurança energética do SIN, sendo também usada para determinar a Garantia Física das UHE's.

Segundo o ONS (2022) a Energia Firme do Sistema é estabelecida como o maior valor possível de energia capaz de ser fornecido continuamente pelo sistema, sendo que o suprimento tem que ocorrer sem nenhum déficit e admitindo a configuração do sistema e mercado com características constantes. Adicionalmente, conforme Westin (2021), a Energia Firme de uma UHE é sua contribuição para a EF do sistema que equivale à sua produção média no PC.

Em CANAMBRA (1969), a EF era indicada como a máxima demanda média que poderia ser atendida com base na recorrência das vazões históricas, utilizando a totalidade da ENA afluente aos reservatórios. Tem-se, assim, problemas por assumir que o passado deve se repetir no futuro e não vincular uma probabilidade de falha do sistema.

Em relação à Garantia Física, MME (2016) define a GF do SIN como equivalente à máxima quantidade de energia que o SIN pode assegurar em um determinado critério de garantia de suprimento, sendo esta energia rateada entre os empreendimentos de geração que fazem parte do sistema. Uma diferença importante em relação à EF, é que as GF de energia têm foco para a comercialização de energia por meio de contratos, sendo utilizadas como referência para firmar contratos de fornecimento de energia de longo prazo.

A GF é usada no planejamento como uma representação do limite superior de energia que uma usina pode comercializar em leilões, estando diretamente ligada à renda dos geradores. Além disso, a GF é usada para determinar a cota de participação das hidrelétricas no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). No

contexto de leilões, a GF é utilizada no cálculo do Índice de Custo x Benefício (ICB) dos empreendimentos participantes (EPE, 2022).

As GFs de UHE's são submetidas a revisões periódicas a cada 5 anos, por meio da revisão ordinária, ou quando ocorre fatos relevantes, através da revisão extraordinária. O objetivo das revisões ordinárias é adequar as GFs das usinas em relação as evoluções do sistema (EPE, 2022).

As revisões da GF, conforme o Decreto nº 2.655/1998, limitam as reduções de Garantia Física em 5% do valor determinado na última revisão e em 10% do valor de base do contrato de concessão. Por outro lado, em relação ao ganho de GF não existe limite estabelecido.

O cálculo e revisões da GF das empresas de geração de energia são de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia. A Resolução CNPE nº 29/2019 determina o critério geral de garantia de suprimento para verificação da adequação do atendimento à carga de energia do sistema, com base no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança do Custo Marginal de Operação (CMO) e da insuficiência da oferta de energia (energia não suprida).

As GFs das usinas são determinadas utilizando simulações realizadas nos modelos computacionais NEWAVE e SUIISHI, que pertencem à cadeia oficial de modelos para o planejamento e a operação do SIN. O NEWAVE calcula a GF agregada para o sistema como um todo, já o SUIISHI realiza a desagregação da GF para cada UHE, processo conhecido como rateio.

Conforme a ANEEL (2005), as GFs das usinas são calculadas utilizando os dois modelos, que assumem uma composição estática do sistema adequada para a igualdade do Custo Marginal de Operação com o Custo Marginal de Expansão, com risco de déficit restrito a 5%. Desse modo, realiza-se um procedimento sequencial: (i) definição da energia assegurada do SIN e (ii) rateio do resultado entre as usinas geradoras. Em (i), adota-se um processo iterativo para se chegar ao resultado: considerando uma configuração estática do SIN, atribui-se uma demanda para atendimento e utilizam-se os modelos para simular a operação do sistema, considerando 2000 cenários de Energias Naturais Afluentes (ENA's) aos subsistemas. Dessa simulação, calcula-se a fração dos cenários que geraram déficits de energia e, caso essa fração não supere o critério de 5% de déficit, aumenta-se a demanda e

simula-se novamente. Se a fração superar os 5%, o processo inverso é adotado. O problema é considerado convergido quando o critério de abastecimento é alcançado, sendo que nesse momento tem-se definida a energia assegurada do sistema. Em (ii), o rateio é feito proporcionalmente de acordo com a EF de cada empreendimento.

Junto ao conceito de GF existe o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mencionado anteriormente, que é um instrumento que possibilita as usinas de equalizar a geração aos seus níveis de GF no processo de contabilização. Partindo do princípio que a geração total do MRE não fique abaixo do total da GF do SIN, desse modo é realizada a realocação de excedentes com as UHE's que geraram abaixo de suas GFs recebendo o excedente de quem produziu além de suas GFs (CCEE, 2021). É importante ressaltar que a metodologia de cálculo das GFs aqui descrita somente se aplica aos empreendimentos que participam do MRE.

3 MÉTODOS

3.1 ÁREA DE ESTUDO

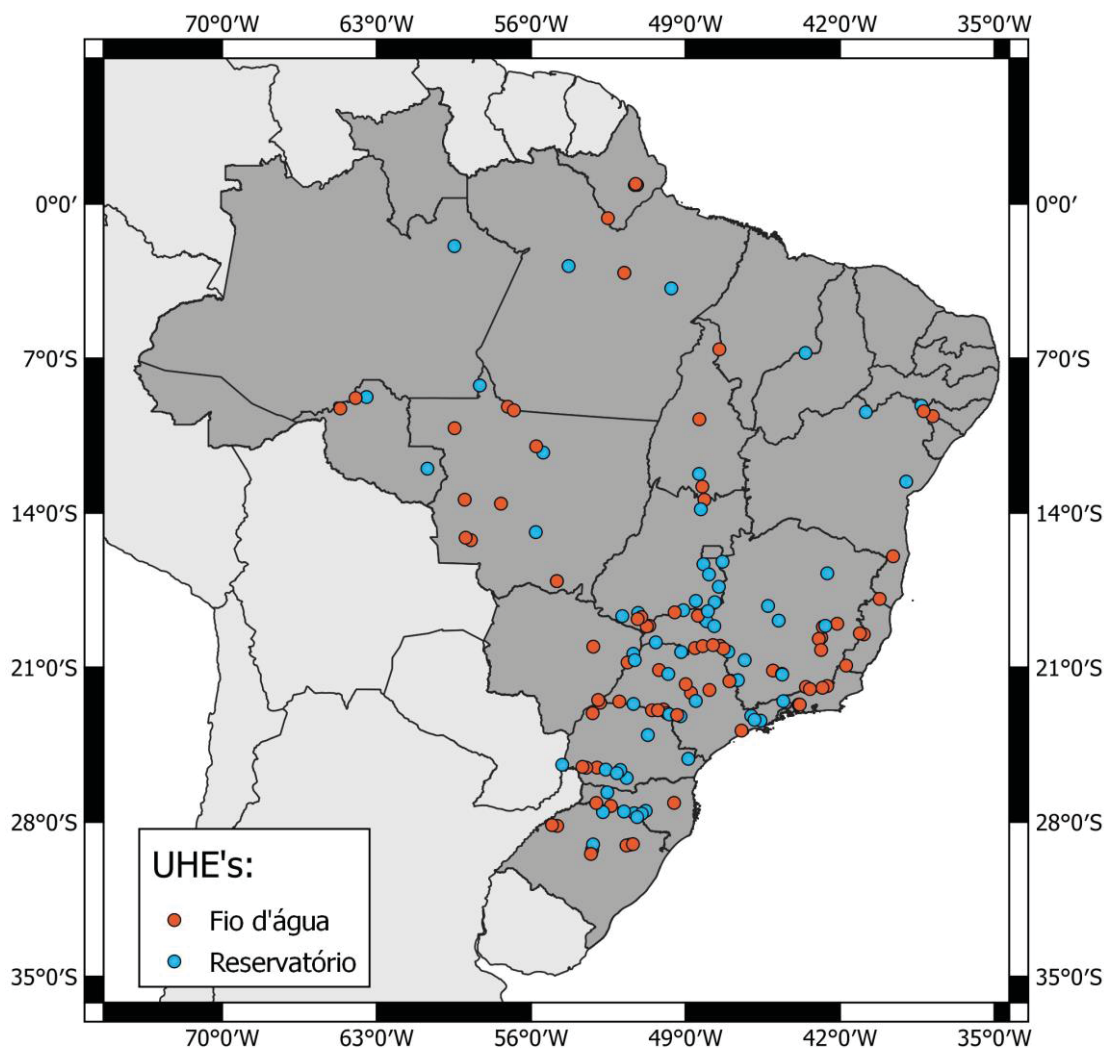
A área de estudo do presente trabalho é o Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando os quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Com o foco do trabalho sendo o parque hidrelétrico, todos os empreendimentos hidrelétricos do SIN foram considerados para a determinar as EF's das UHE's com capacidade de armazenamento.

Todos os dados utilizados para a elaboração foram retirados do site do Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), sendo dados de livre acesso e disponibilizados em seu site oficial (www.ons.org.br).

Nesta dissertação, foram utilizados dados da capacidade máxima de armazenamento dos reservatórios equivalentes dos quatro subsistemas do SIN, sendo os valores retirados na data de 10/12/2022. Foram consideradas séries históricas de ENA's, compreendendo o intervalo de janeiro de 1931 a dezembro de 2022, totalizando 92 anos de dados em escala mensal, correspondendo a um total de 1104 meses. Os valores de ENA's foram extraídos na data de 05/01/2023.

A EF foi rateada admitindo o parque hidrelétrico determinado com a data-base de novembro de 2022. Para ratear a EF entre as hidrelétricas do SIN, com base no novo PC, foram consideradas 150 usinas hidrelétricas dos quatro subsistemas (103 - Sudeste/Centro-Oeste, 30 - Sul, 7 - Nordeste, 10 - Norte). Dessas usinas, 63 são UHE's com reservatório e 87 são usinas a fio d'água, que estão disponíveis na simulação do SUIHI realizada no âmbito do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento 02945-0001/2019, intitulado "Estudo para Revisão da Garantia Física das Usinas Hidrelétricas do Complexo Energético Fundão e Santa Clara". Na Figura 17 é apresentado o mapa com a localização das UHE's do SIN que foram analisadas neste estudo.

FIGURA 17 – UHE'S DO SIN ANALISADAS



FONTE: O Autor (2023).

3.1.1 Unidades dos dados

Conforme as definições do ONS, as unidades e medidas adotadas pelo operador e mantidas neste trabalho são listadas a seguir:

- i. MW – Megawatt = 10^6 watts (potência ativa);
- ii. MWh/h – Megawatt hora por hora (potência média na hora);
- iii. MWmed – Megawatt médio – 1 MWmed-ano = 8.760 MWh/ano; 1 MWmed-mês = $(24 \times 30,5) = 732$ MWh/mês; 1 MWmed-dia = 24 MWh/dia (energia média no intervalo de tempo considerado);
- iv. MWmês – Megawatt mês – 1 MW/mês = 732 MWh/mês (medida de armazenamento).

3.2 DETERMINAÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO E ENERGIA FIRME

A definição de Período Crítico adotada nesse trabalho é a estabelecida no PEN 2021, já apresentada na revisão da literatura. Nessa definição, o PC é compreendido como o intervalo de tempo em que o sistema vai do volume máximo de armazenamento ao mínimo (nulo), sem reenchimentos intermediários, até o volume máximo, permitindo, portanto, apenas reenchimentos parciais.

Para o cálculo do PC e EF foi utilizada a abordagem do Método da Energia Natural, representando as usinas de cada subsistema por meio de apenas uma usina equivalente. Esses cálculos foram realizados com o auxílio dos softwares EXCEL e RStudio. Detzel *et al.* (2019) descrevem o processo iterativo que é obtido utilizando conceitos derivados do Método da Energia Natural, o qual é reproduzido a seguir.

Considera-se um subsistema qualquer, com capacidade máxima de armazenamento $A_{m\acute{a}x}$ e uma Energia Firme E_f , a última calculada a partir da vazão média que o subsistema consegue regularizar no PC. Para realizar o processo iterativo, primeiro se designa um valor para E_f , adotando μ_{ENA} , que representa a Energia Natural Afluente média da série histórica do subsistema de tamanho n . Adicionalmente, é admitido o armazenamento inicial do subsistema com seu volume máximo. Os volumes armazenados no tempo t , na unidade de MWmed, são calculados conforme a equação (2) a seguir:

$$A_t = \min \left\{ \begin{matrix} A_{m\acute{a}x} \\ A_{t-1} + ENA_t - E_f \end{matrix} ; t = 1, 2, \dots, n \right. \quad (2)$$

Sendo ENA_t ($t = 1, \dots, n$) a Energia Natural Afluente histórica e A_t os armazenamentos, ambos no tempo t . Após ser realizado o cálculo para os n valores da série, estabelece-se $A_{m\acute{i}n} = \min(A_1, A_2, \dots, A_n)$, que é o armazenamento mínimo histórico. No caso de $A_{m\acute{i}n} \neq 0$, obtém-se o valor de E_f^* com auxílio da equação (3):

$$E_f^* = E_f - \frac{A_{m\acute{i}n}}{m} \quad (3)$$

Onde E_f^* é o valor atualizado da Energia Firme e m é o intervalo de tempo entre o último instante que o reservatório se encontrou completamente cheio até atingir a A_{\min} . A nova E_f^* substitui a E_f na equação 2 e retorna ao processo iterativo até que o armazenamento mínimo seja igual à zero. No instante que isso ocorre, estão definidos os valores finais da EF e a duração do PC, com o PC assumindo o valor m calculado na última iteração.

Para interpretar a EF, pode-se recorrer a métricas ligadas à regularização do reservatório, caso contrário seu valor pode ficar inconclusivo. Para realizar uma análise comparativa entre os subsistemas do SIN, é adotado o índice de regularização como métrica, sendo ele calculado com a equação (4):

$$\delta = \frac{E_f}{\mu_{ENA}} \quad (4)$$

Onde δ é o índice de regularização, E_f a energia firme do subsistema e μ_{ENA} é a ENA média da série histórica do subsistema. O índice de regularização é fundamental em análises ligadas à capacidade de regularização de reservatórios. Seu valor máximo é um (ou 100%), que equivale à situação de regularização total. Porém, na prática esse valor não é atingido por necessitar de reservatórios de dimensões extremamente grandes. Assim, trabalha-se com limites inferiores.

Na situação dos valores dos índices de regularização serem iguais em um mesmo aproveitamento admitindo EFs diferentes, existem vestígios que o PC não sofreu alteração, ou mudou, mas ocorram impactos hidrológicos similares ao original. Já quando os índices de regularização são diferentes significa que houve alteração em relação ao PC oficial do subsistema.

3.3 ANÁLISE DOS RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES

Para analisar os reservatórios equivalentes do SIN, foram avaliados alguns parâmetros com o auxílio dos softwares EXCEL e RStudio. O primeiro deles foi realizar uma contagem de quantos meses o reservatório analisado esteve cheio e a porcentagem de vezes que ele esteve cheio em relação aos meses da análise, sendo calculado conforme a equação (5):

$$\%_{cheio} = \frac{M_c}{M} \quad (5)$$

Onde $\%_{cheio}$ é a percentagem de meses em que o reservatório analisado esteve cheio, M_c é a quantidade de meses em que o reservatório esteve cheio e M é a quantidade total de meses em que foi analisado.

Outra análise realizada nos reservatórios equivalentes foi a curva de permanência, que de acordo com Naghettini *et al.* (2007), representa a porcentagem de um intervalo de tempo específico em que o valor da variável, indicado em abcissas, foi igualado ou superado. A curva de permanência é frequentemente utilizada no planejamento e projeto de sistemas de recursos hídricos.

Naghettini *et al.* (2007) descrevem o processo para construir a curva de permanência, que é apresentado a seguir:

- I. Ordenar as variáveis Q em ordem decrescente;
- II. Atribuir a cada variável ordenada Q_m a sua respectiva ordem de classificação m ;
- III. Vincular a cada variável ordenada Q_m a sua respectiva frequência ou probabilidade empírica de ser igualada ou superada $P(Q > Q_m)$, a qual pode ser estimada pela razão (m/N) ;
- IV. Plotar em um gráfico as variáveis ordenadas e suas respectivas porcentagens $100(m/N)$ de serem igualadas ou superadas no intervalo de tempo considerado.

No presente trabalho a variável utilizada na curva de permanência foi a Energia Armazenada, porém utilizando o mesmo processo acima descrito.

3.4 RATEIO DA ENERGIA FIRME

O rateio da EF entre as UHE's é realizado utilizando a configuração do SIN de maio de 2022, que foi obtida nos arquivos de entrada do modelo SUIHI. A EF foi rateada entre as 63 UHE's com reservatório, previamente apresentadas na Figura 17. Para realizar esse processo, foi calculada a vazão firme de cada UHE analisada para

o PC anterior e para o atual, com o auxílio do software EXCEL, seguindo o mesmo processo descrito no item 3.2 para o cálculo do PC e EF. No entanto, ao invés de utilizar as séries de ENA, foram utilizadas as séries de vazões à montante de cada UHE, e em substituição ao valor da máxima energia armazenável, foi utilizado o volume máximo do reservatório da UHE estudada. O resultado obtido foi a vazão firme de cada UHE, considerando os PCs já preestabelecidos.

As UHE's a fio d'água não foram consideradas na análise, pois para realizar o cálculo da vazão firme é necessário que as UHE's tenham capacidade de armazenamento útil. Além disso, o efeito das cascatas de UHE's com reservatório a montante não foi considerado pelo fato de os dados de vazões serem naturalizados, ou seja, eles desconsideram efeitos dos barramentos (entre outros). Portanto, para considerar as cascatas, seria preciso um modelo que otimizasse a operação de todas as cascatas de maneira conjunta. Essa abordagem foge ao escopo do trabalho e, assim, somente UHE's com capacidade de armazenamento foram mantidas no estudo.

Com a vazão firme de cada UHE com capacidade de armazenamento, foi possível determinar sua respectiva porcentagem de participação na EF do SIN. A EF total obtida foi, então, rateada a parcela das UHE's com reservatório, distribuindo-se a EF proporcionalmente entre essas usinas.

Inicialmente, o objetivo era realizar o rateio da GF para o novo PC utilizando os programas NEWAVE e SUIISHI para realizar as simulações. Entretanto, devido à falta de acesso a esses programas, tal procedimento não foi viável. O rateio seria executado com base nos percentuais das proporções de GF, e inserindo-se o valor da EF calculada com base no novo PC, e realizado o rateio entre as UHE's do SIN. Esse rateio seguiria as diretrizes do Decreto nº 2.655/1998, mencionado na revisão da literatura, que limitam as reduções de Garantia Física em 5% do valor determinado na última revisão e em 10% do valor de base do contrato de concessão.

Dessa maneira, para o rateio da EF do presente trabalho, não foram aplicadas as limitações constantes no Decreto nº 2.655/1998, justamente por não se tratar da determinação de GF's. Portanto, possibilitou reduções superiores a 5% na EF com base na alteração do PC, considerando apenas as vazões firmes das UHE's estudadas para tal finalidade.

3.5 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

Na configuração adotada, são apresentadas na Tabela 1 as capacidades máximas de armazenamento dos reservatórios equivalentes dos quatro subsistemas do SIN, bem como do próprio SIN.

TABELA 1– CAPACIDADE MÁXIMA DE ARMAZENAMENTO

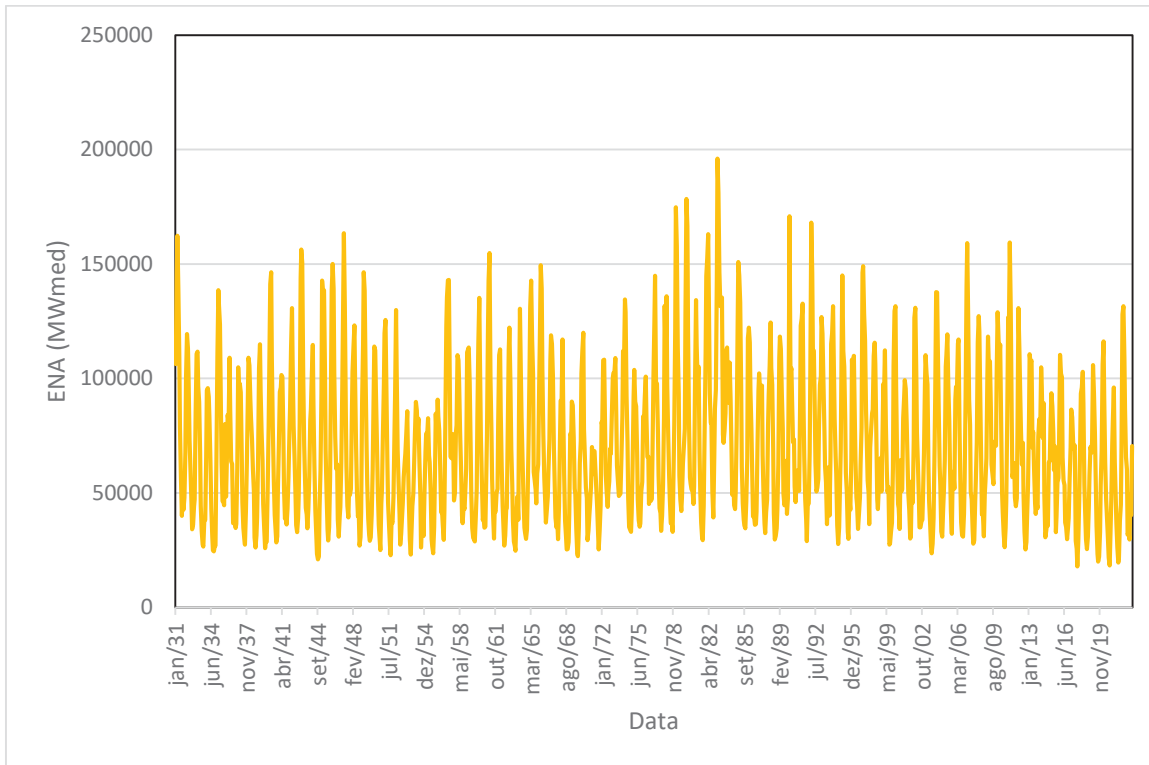
Armazenamento Máximo (MWmês)	
Sudeste/Centro-Oeste	204560,84
Sul	20459,24
Nordeste	51691,23
Norte	15302,40
Brasil	292013,71

FONTE: O autor (2023).

Ao analisar a Tabela 1, observa-se que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste possui a maior capacidade de armazenamento, enquanto o subsistema Norte apresenta a menor capacidade.

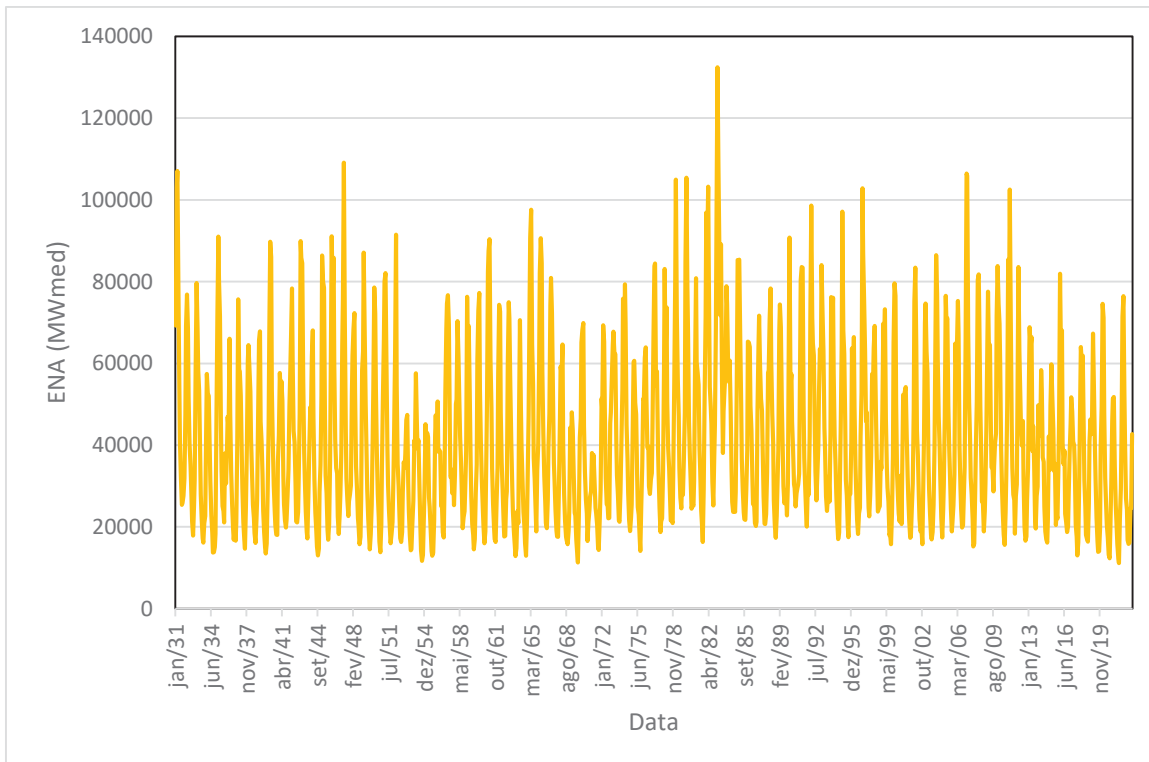
A seguir, são apresentadas as séries de ENAs dos quatro subsistemas do SIN, assim como do SIN como um todo, que foram utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho (Figuras 18 a 22).

FIGURA 18 – ENA DO SIN



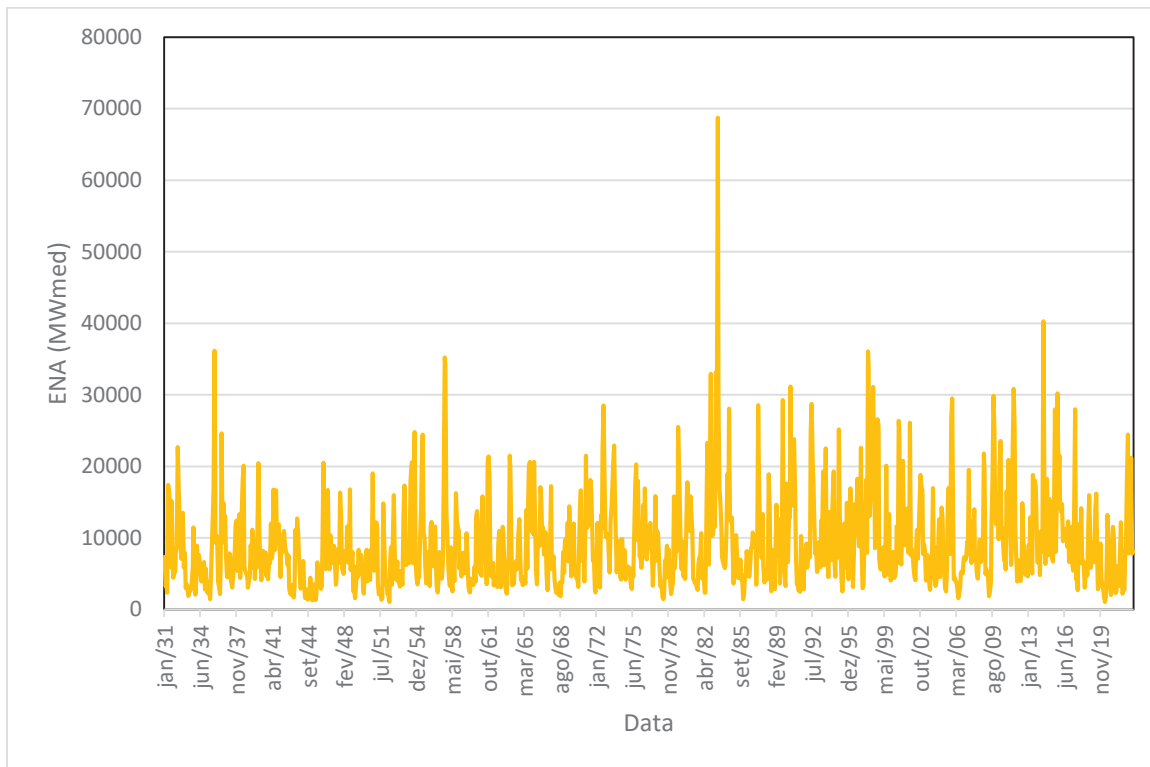
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 19 – ENA DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE



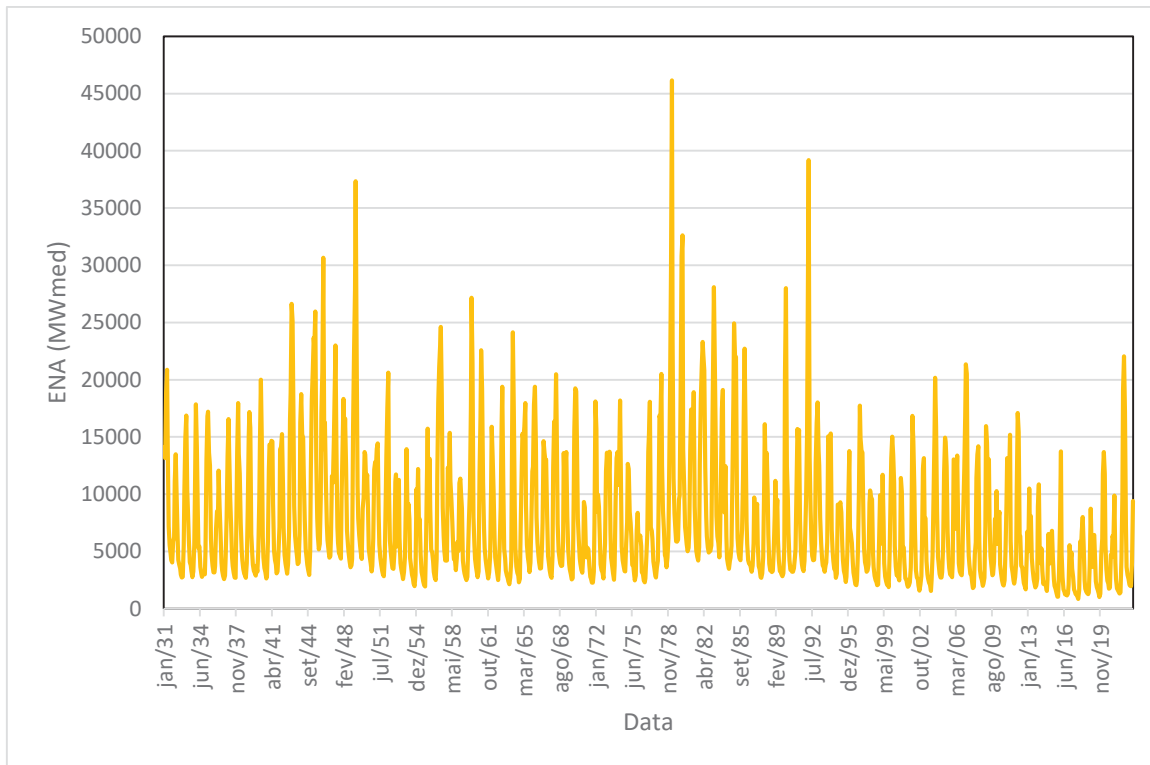
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 20 – ENA DO SUBSISTEMA SUL



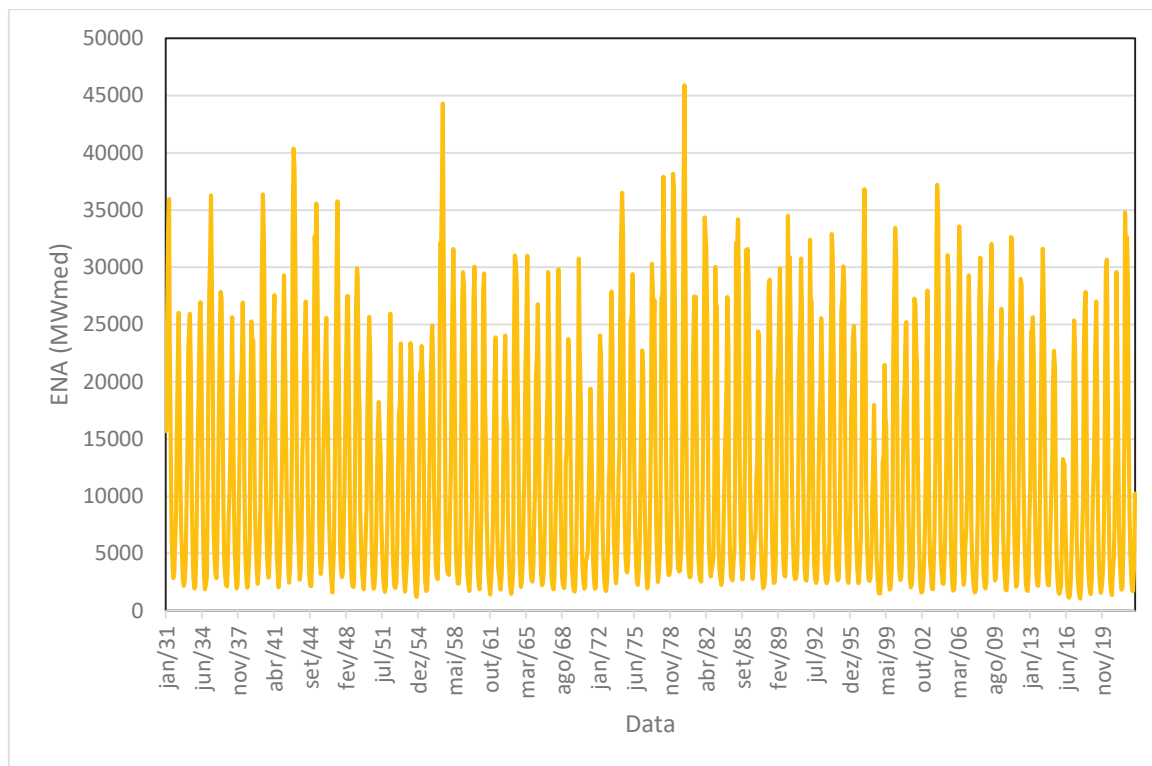
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 21 – ENA DO SUBSISTEMA NORDESTE



FONTE: O autor (2023).

FIGURA 22 – ENA DO SUBSISTEMA NORTE



FONTE: O autor (2023).

Ao analisar as figuras, nota-se que as séries de ENAs do SIN e dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul tiveram seus valores máximos no ano de 1983. No caso do subsistema Nordeste, o valor máximo ocorreu no ano de 1979, enquanto no subsistema Norte foi registrado em 1980. Além disso, é importante ressaltar a variação das ENAs durante um mesmo ano, evidenciando o efeito da sazonalidade.

Com o objetivo de aprofundar a compreensão dos gráficos que exibem as séries de ENAs, foi realizada uma análise das estatísticas descritivas dos subsistemas do SIN e do SIN como um todo, utilizando as ferramentas EXCEL e RStudio. As estatísticas são apresentadas a seguir (Tabelas 2 a 6).

TABELA 2– ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SIN

Estatística	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	ENA anual
Mín. (MW/med)	63430,2	58130,9	68384,3	63500,0	47524,0	36834,0	26200,0	19583,0	17949,1	18271,5	27072,5	38337,0	51479,9
Máx. (MW/med)	170873,3	196075,2	181154,0	146432,0	131532,5	131678,9	135335,4	75478,5	75723,8	80201,5	86730,1	113494,4	124011,2
Média (MW/med)	102327	115801	116872	99469	75511	58110	45298	36816	36265	42383	49871	73468	71016
Desvio Padrão (MW/med)	22059	25790	22968	18334	14281	12989	13659	10389	11891	12406	11621	15116	11421
CV	0,216	0,223	0,197	0,184	0,189	0,224	0,302	0,282	0,328	0,293	0,233	0,206	0,161
Assimetria	0,411	0,490	0,492	0,526	0,985	2,188	3,412	1,335	1,253	0,884	1,042	0,478	1,297

FONTE: O autor (2023).

TABELA 3– ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE

Estatística	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	ENA anual
Mín. (MW/med)	33932,1	32214,2	37591,5	31166,2	23456,4	21285,7	15752,0	12284,0	11124,0	12349,6	18290,5	20927,8	28238,9
Máx. (MW/med)	108642,3	132411,2	109126,0	87009,9	71771,7	89102,4	56606,0	38036,4	48265,5	53655,2	57771,5	78862,4	77516,6
Média (MW/med)	65650	70748	68953	54579	39758	32450	25523	20474	19584	23602	31334	47923	41715
Desvio Padrão (MW/med)	16086	17205	15061	11383	7874	8483	6022	4334	6086	7185	7486	10692	7269
CV	0,245	0,243	0,218	0,209	0,198	0,261	0,236	0,212	0,311	0,304	0,239	0,223	0,174
Assimetria	0,320	0,462	0,536	0,539	0,858	3,434	1,910	0,934	1,747	1,389	1,069	0,459	1,315

FONTE: O autor (2023).

TABELA 4– ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA SUL

Estatística	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	ENA anual
Mín. (MW/med)	1241,6	1549,8	1834,5	1013,0	1034,8	1824,3	2217,8	1362,0	1539,9	2446,6	2027,5	1425,5	3148,4
Máx. (MW/med)	25165,5	23886,6	18959,3	31105,1	33173,3	40274,3	68712,8	35229,5	34023,9	36177,7	33847,7	21464,3	21721,3
Média (MW/med)	7467	8176	6986	6477	8541	10493	10786	9885	11486	13212	9209	7341	9172
Desvio Padrão (MW/med)	4335	4921	3622	4489	6653	7279	8391	6778	7097	7460	5590	4361	3254
CV	0,581	0,602	0,519	0,693	0,779	0,694	0,778	0,686	0,618	0,565	0,607	0,594	0,355
Assimetria	1,467	1,301	1,047	2,656	1,293	1,571	3,879	1,556	1,184	0,985	1,985	1,236	0,829

FONTE: O autor (2023).

TABELA 5– ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA NORDESTE

Estatística	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	ENA anual
Mín. (MW/med)	3918,9	3654,7	3513,0	2745,2	1651,3	1460,1	1250,1	1201,2	1022,3	855,3	1054,5	3176,2	2525,4
Máx. (MW/med)	28011,3	30788,3	46140,1	24619,4	25954,3	13099,0	7883,9	6358,3	5845,1	6018,6	12686,6	20445,2	15125,1
Média (MW/med)	13495	14251	14147	11445	6903	4562	3762	3281	2931	3191	5279	9833	7757
Desvio Padrão (MW/med)	4584	6385	7560	5425	3628	1809	1278	1075	954	1165	2300	3759	2591
CV	0,340	0,448	0,534	0,474	0,526	0,397	0,340	0,328	0,325	0,365	0,436	0,382	0,334
Assimetria	0,021	0,656	1,729	0,704	2,208	1,498	0,695	0,576	0,534	0,351	0,987	0,493	0,736

FONTE: O autor (2023).

TABELA 6– ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DO SUBSISTEMA NORTE

Estatística	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	ENA anual
Mín. (MWmed)	5299,2	10036,3	12949,7	12567,4	7618,1	3666,0	2199,7	1276,5	1148,9	1053,3	1760,5	2139,6	5838,3
Máx. (MWmed)	34793,0	40378,3	45903,3	44316,7	32919,2	20867,7	8351,6	4660,5	3477,1	4443,0	8105,4	20888,6	18660,9
Média (MWmed)	15714	22626	26786	26968	20309	10605	5227	3176	2264	2378	4048	8370	12373
Desvio Padrão (MWmed)	6285	6402	5646	5506	5112	3475	1141	675	501	683	1326	3065	2363
CV	0,400	0,283	0,211	0,204	0,252	0,328	0,218	0,212	0,221	0,287	0,328	0,366	0,191
Assimetria	1,188	0,382	0,387	-0,030	0,132	0,962	0,240	0,159	0,375	0,514	0,577	1,017	0,169

FONTE: O autor (2023)

Ao realizar uma análise das estatísticas descritivas, nota-se que para o SIN como um todo, é observado que a maior ENA média mensal é no mês de março (116.871,6 MWmed) e a menor em agosto (36.815,7 MWmed). Em relação ao desvio padrão (DP), o mês com maior valor foi fevereiro e o menor em novembro. Já sobre o coeficiente de variação (CV), dez meses apresentaram média dispersão (CV entre 0,15 e 0,30) e dois elevada dispersão (CV maior que 0,30).

Já para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste é observado que a maior ENA média mensal é no mês de fevereiro (70.748,1 MWmed), enquanto a menor em agosto (20.473,7 MWmed). Ao analisar o DP, observa-se que o mês com maior valor foi fevereiro e o menor em agosto. Em relação ao CV, dez meses apresentaram média dispersão, e dois elevada dispersão, que são setembro e outubro.

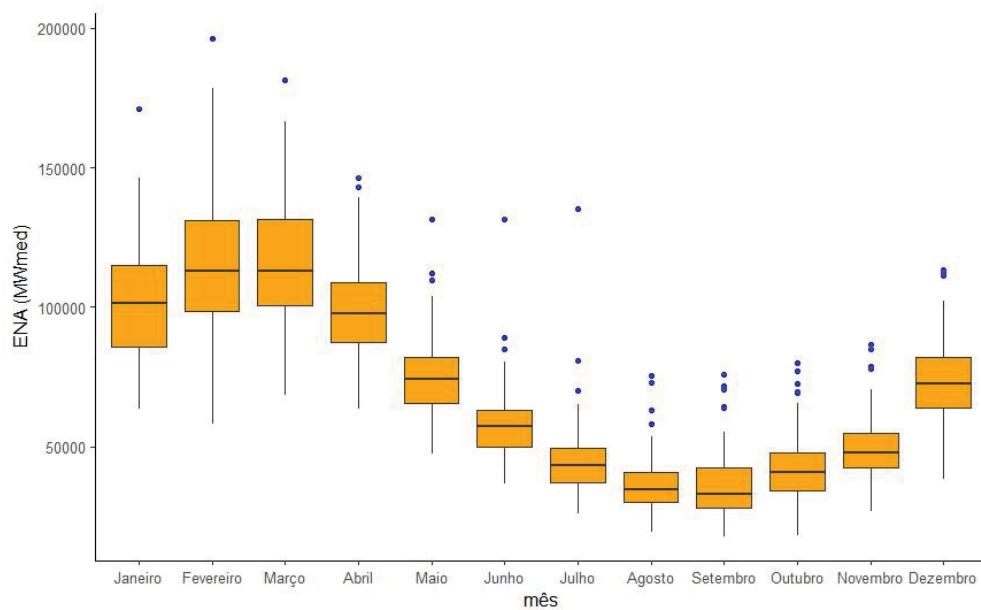
No subsistema Sul, é constatado que a maior ENA média mensal ocorre no mês de outubro (13.212,2 MWmed) e a menor em abril (6.476,6 MWmed). Em relação ao DP, observa-se que o mês de julho apresenta o maior valor, enquanto março possui o menor valor. Quanto ao CV, todos os meses apresentaram elevada dispersão.

Ao analisar o subsistema Nordeste, observa-se que a maior ENA média mensal é no mês de fevereiro (14.251,3 MWmed) e a menor em setembro (2.930,7 MWmed). Analisando o DP, verifica-se que março apresenta o maior valor e o menor em setembro. Já sobre o CV, todos os meses tiveram elevada dispersão.

No subsistema Norte, é observado que no mês de abril (26.968,1 MWmed) ocorre a maior ENA média mensal e no mês de setembro (2.264,1 MWmed) a menor. Em relação ao DP, o mês com maior valor foi fevereiro e o menor em setembro. Quanto ao do CV, oito meses apresentaram média dispersão e quatro elevada dispersão.

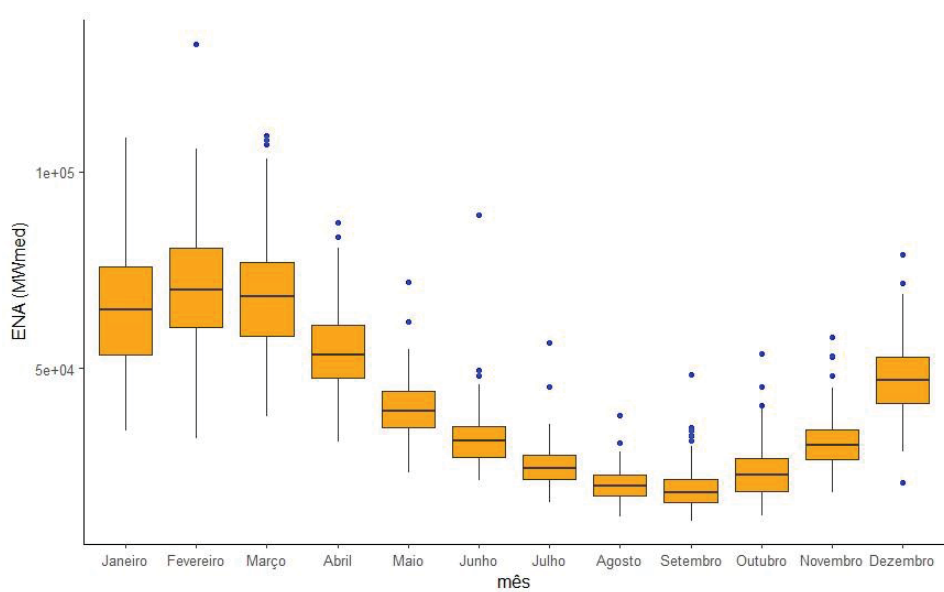
Com o intuito de uma análise mais aprofundada das séries de ENAs, especialmente para avaliar a sazonalidade, foram realizados diagramas de Box Plot para os subsistemas do SIN e para o SIN em si, que são apresentadas abaixo (Figuras 23 a 27).

FIGURA 23 – BOX PLOT DO SIN



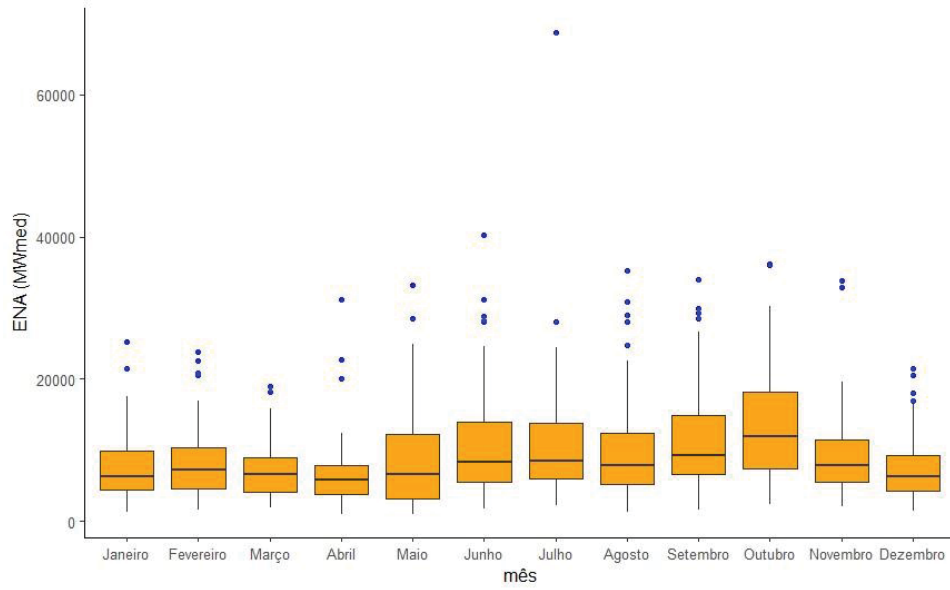
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 24 – BOX PLOT DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE



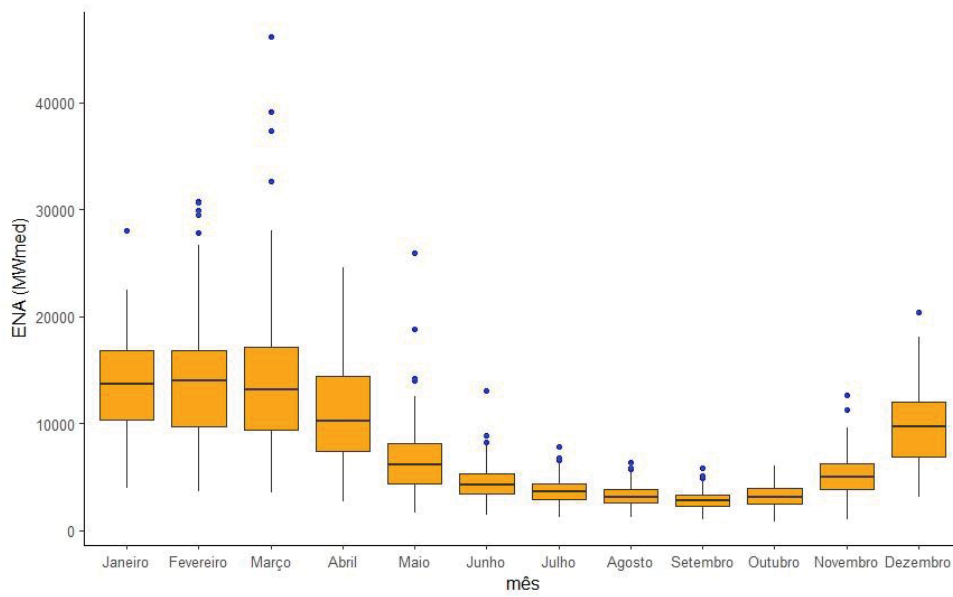
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 25 – BOX PLOT DO SUBSISTEMA SUL



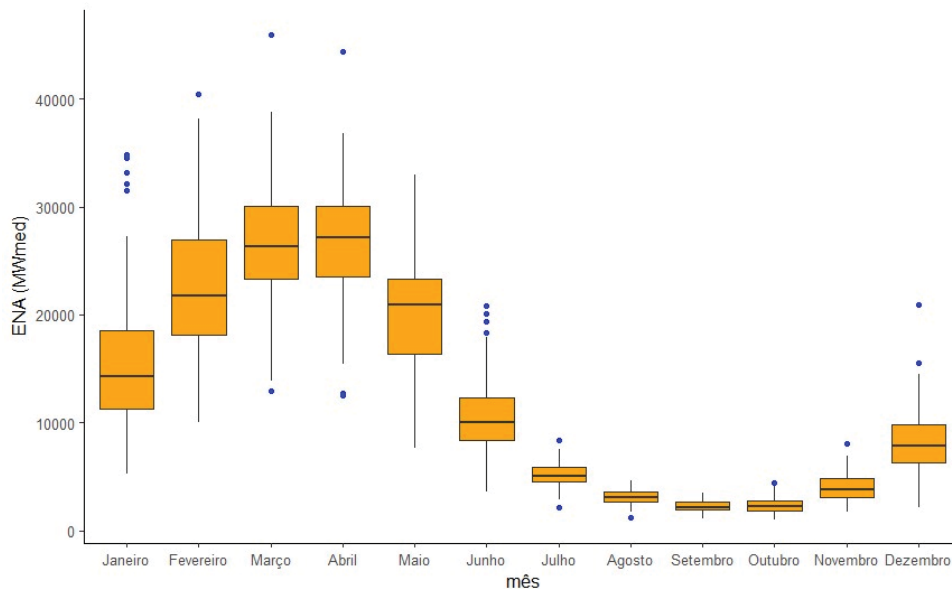
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 26 – BOX PLOT DO SUBSISTEMA NORDESTE



FONTE: O autor (2023).

FIGURA 27 – BOX PLOT DO SUBSISTEMA NORTE



FONTE: O autor (2023).

Ao analisar os diagramas de Box Plot do SIN e dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, pode-se observar a presença de sazonalidade. No entanto, no Box Plot do subsistema Sul, essa característica não é identificada. É notável que o Box Plot do subsistema Sudeste/Centro-Oeste é semelhante ao Box Plot do SIN, o que se deve ao fato de essa região abrigar a maior parte da ENA do sistema. No diagrama do Box Plot do subsistema Norte, fica evidente a variação da ENA no decorrer do ano, destacando-se o impacto que a sazonalidade exerce nessa região, influenciando a geração de energia durante os diferentes meses.

É importante destacar a presença de outliers encontrados nos diagramas Box Plot. É observado que a maioria deles ocorreu para valores máximos, os quais representam eventos extremos que ocorreram. Vale ressaltar que os dados de ENAs são consistentes, portanto não há erros nas medições. Dado o fato que foram analisados dados de 1104 meses, a quantidade de outliers encontrados não é significativa.

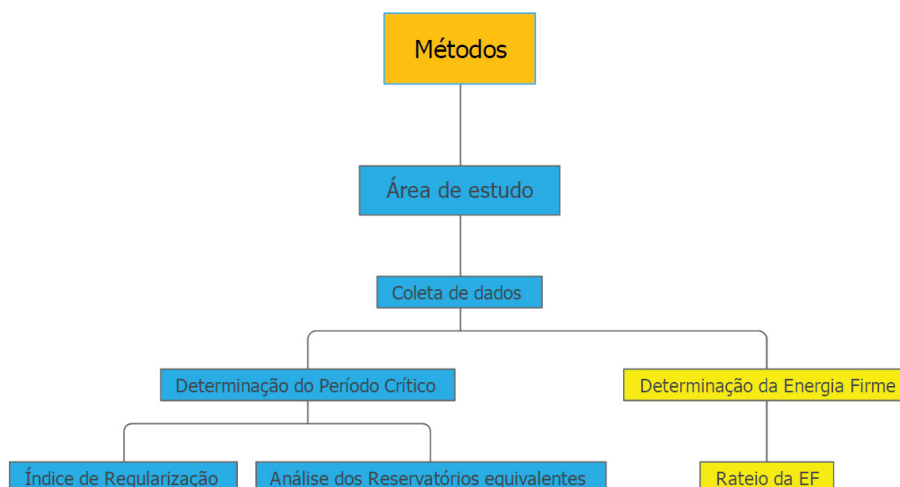
3.6 PROCEDIMENTOS REALIZADOS

Os procedimentos realizados nesse trabalho são os seguintes:

- i. Cálculo do PC e EF utilizando as séries de ENAs de 1931 até 2022, tanto para o SIN como um todo, quanto para os subsistemas individualmente;
- ii. Cálculo do PC e EF utilizando as séries de ENAs de 1931 até 2010, período anterior à crise hídrica que atingiu o Brasil, tanto para o SIN como um todo, quanto para os subsistemas individualmente;
- iii. Cálculo do PC e EF para diversos anos do histórico, visando determinar o ano em que ocorreu a alteração no PC do SIN;
- iv. Cálculo do índice de regularização em duas situações: a primeira utilizando a EF calculada com as séries de ENA até 2010 e a segunda com a EF calculada com as séries de ENA até 2022;
- v. Análise dos reservatórios: foi realizado a contagem de meses que os reservatórios estiveram cheios, a porcentagem de meses em que estiveram cheios e a curva de permeância do volume de ENA nos reservatórios;
- vi. Rateio da EF para as UHE's com capacidade de armazenamento, utilizando o PC calculado com as séries de ENA até 2010 e o PC calculado com as séries de ENA até 2022.

A seguir é apresentado o fluxograma das etapas que foram realizadas nos métodos, na Figura 28:

FIGURA 28 – FLUXOGRAMA MÉTODOS



FONTE: O autor (2023).

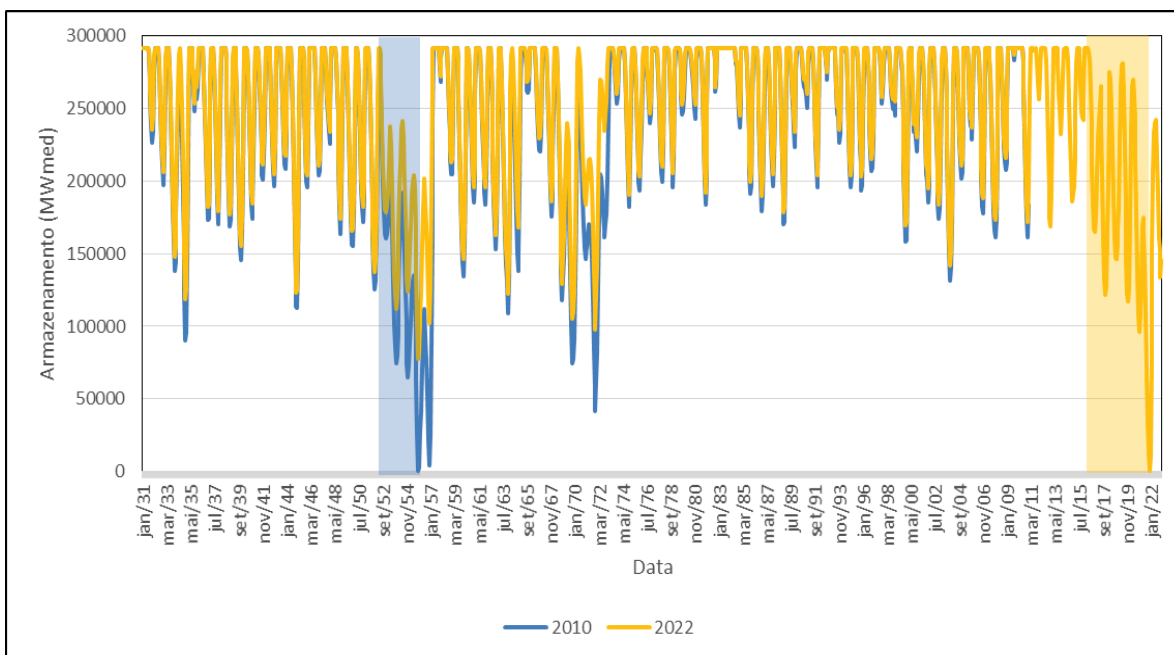
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 PERÍODO CRÍTICO E ENERGIA FIRME

Os resultados obtidos revelaram a alteração no PC e, conseqüentemente, da EF do SIN, indicando que a nova data teve início na década de 2010. Além disso, foram identificadas alterações nos PCs dos subsistemas Norte e Nordeste também para a mesma década.

Inicialmente, procedeu-se com o cálculo do PC e EF do SIN utilizando as séries de ENA variando entre 1931 até 2010 e de 1931 até 2022. O gráfico do armazenamento do SIN com esses dados é apresentado na Figura 29:

FIGURA 29 – PERÍODO CRÍTICO DO SIN ATÉ 2010 E ATÉ 2022

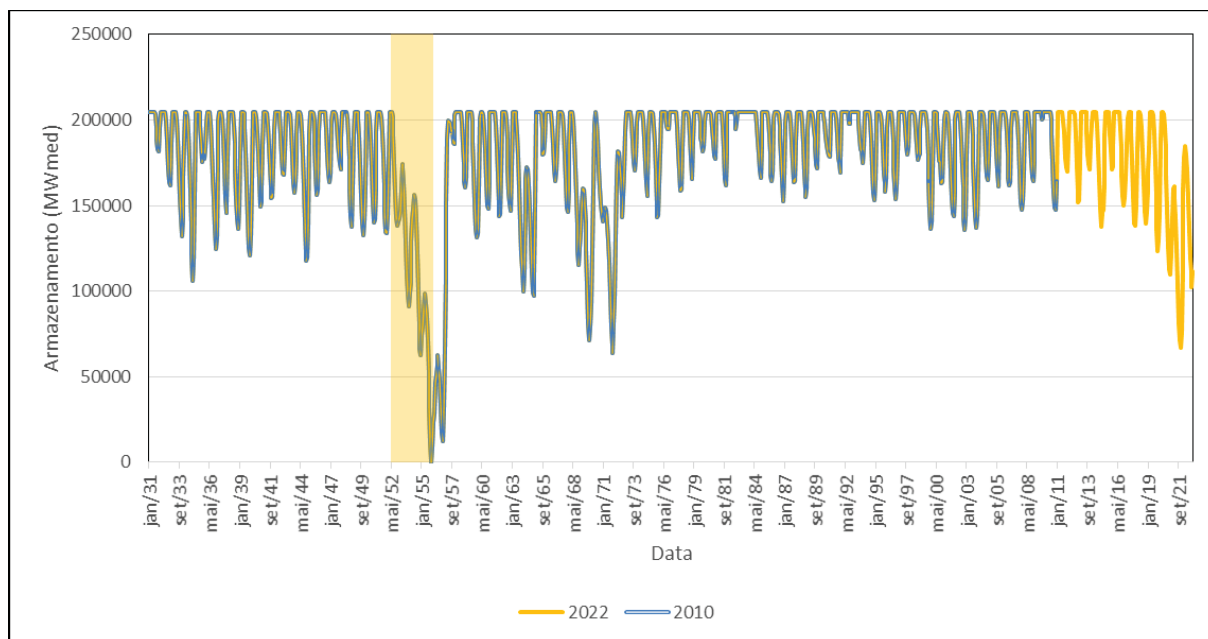


FONTE: O autor (2023).

O gráfico ilustra que, com base nas séries de ENA até 2022, o armazenamento do SIN fica completamente vazio em novembro de 2021, assim indicando que houve alteração do PC na década de 2010. Em contraste, a área azul representa o PC com as séries limitadas até o ano de 2010. Isso sugere que a EF utilizada atualmente pelo setor elétrico brasileiro encontra-se desatualizada.

A mesma análise foi estendida aos PC e EF dos subsistemas brasileiros individualmente. Entende-se que devido às diversidades hidrológicas do país, é relevante investigar o comportamento das diferentes regiões para avaliar se os PCs entre elas são iguais e quais as consequências da estiagem de 2010 nos distintos subsistemas. O primeiro subsistema analisado foi o Sudeste/Centro-Oeste, cujo resultado é apresentado na Figura 30:

FIGURA 30 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE 2010 E 2022

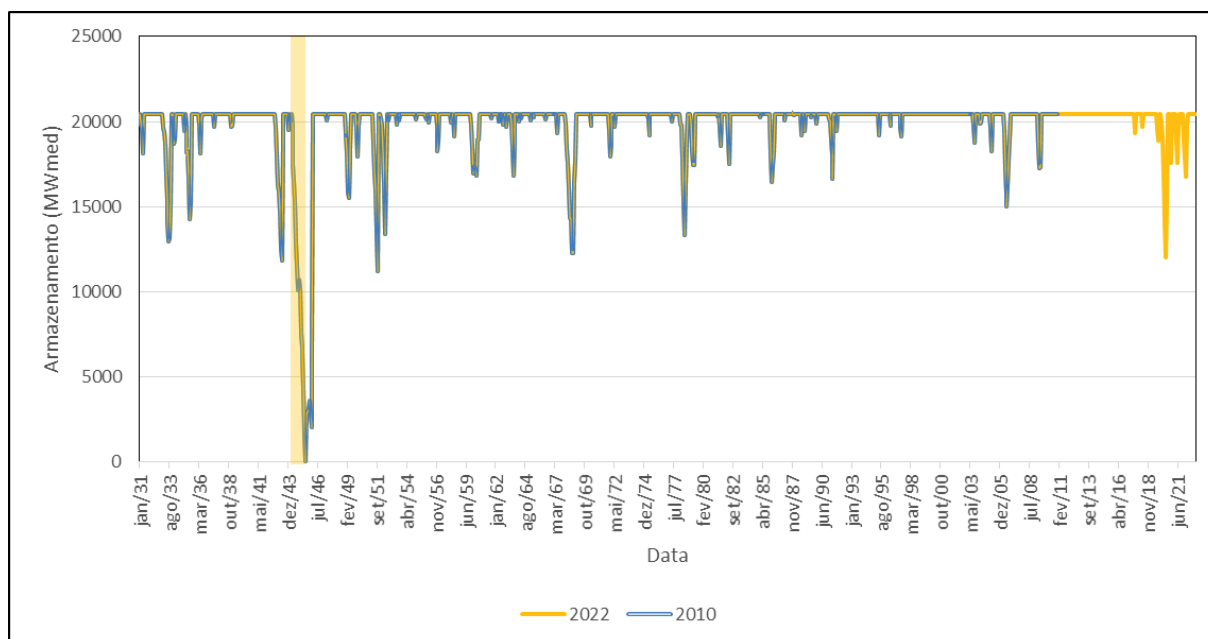


FONTE: O autor (2023).

Como resultado para esse subsistema, observa-se uma proximidade entre o PC determinado e o adotado oficialmente pelo SEB, situando-se entre os anos de 1952 e 1955. O subsistema não sofreu alteração do PC, mesmo diante da recente crise hídrica que afetou a região, conforme evidenciado no gráfico com as séries até 2010 e até 2022. Entretanto, ao analisar o gráfico, é notável um considerável decréscimo na energia armazenada na última década, evidenciando o impacto da estiagem.

O segundo subsistema analisado foi o Sul, com a Figura 31 apresentando o resultado:

FIGURA 31 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA SUL 2010 E 2022

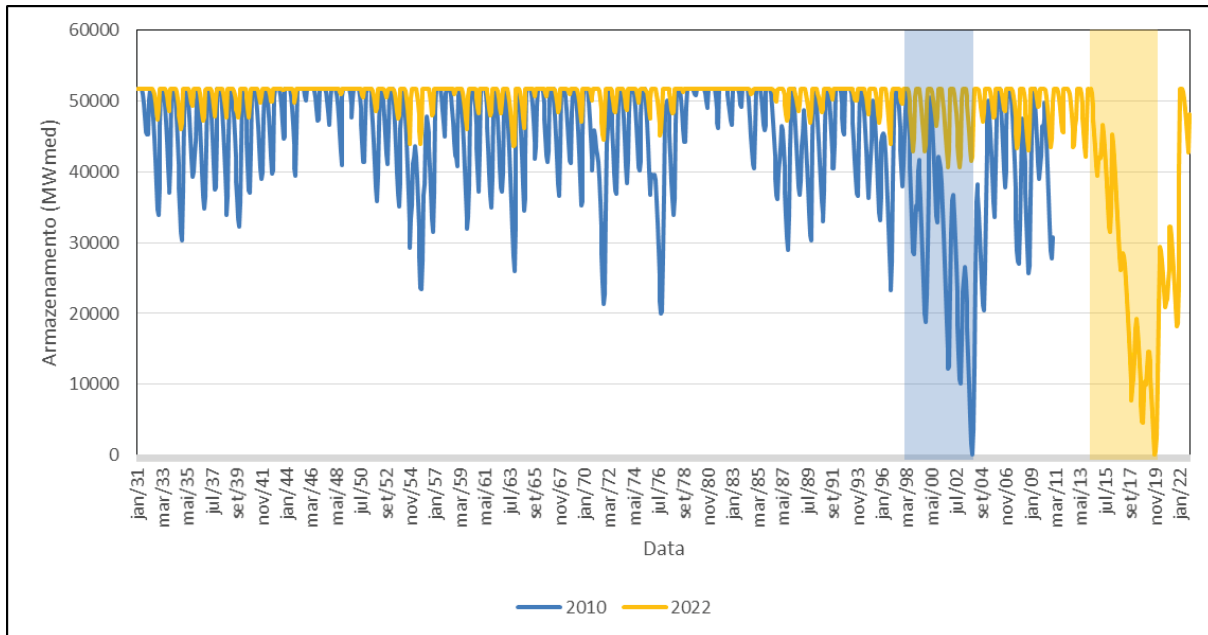


FONTE: O autor (2023).

De forma similar, constata-se que o PC do subsistema Sul permaneceu compreendido entre os anos de 1944 e 1945, correspondendo ao mesmo valor previamente estimado por CANAMBRA (1969). Apesar dos efeitos da recente crise hídrica terem impactado a energia armazenada no subsistema Sul, constatou-se que ela se manteve consideravelmente distante de ultrapassar o PC da região, conforme evidenciado no gráfico, indicando que o PC não sofreu alteração na última década. Dessa forma, pode-se inferir que a estiagem que afetou a região entre os anos de 1944 e 1945 foi significativamente mais severa no que se refere à energia armazenada.

O terceiro subsistema objeto de análise é o Nordeste, cujo resultado é apresentado na Figura 32:

FIGURA 32 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA NORDESTE 2010 E 2022

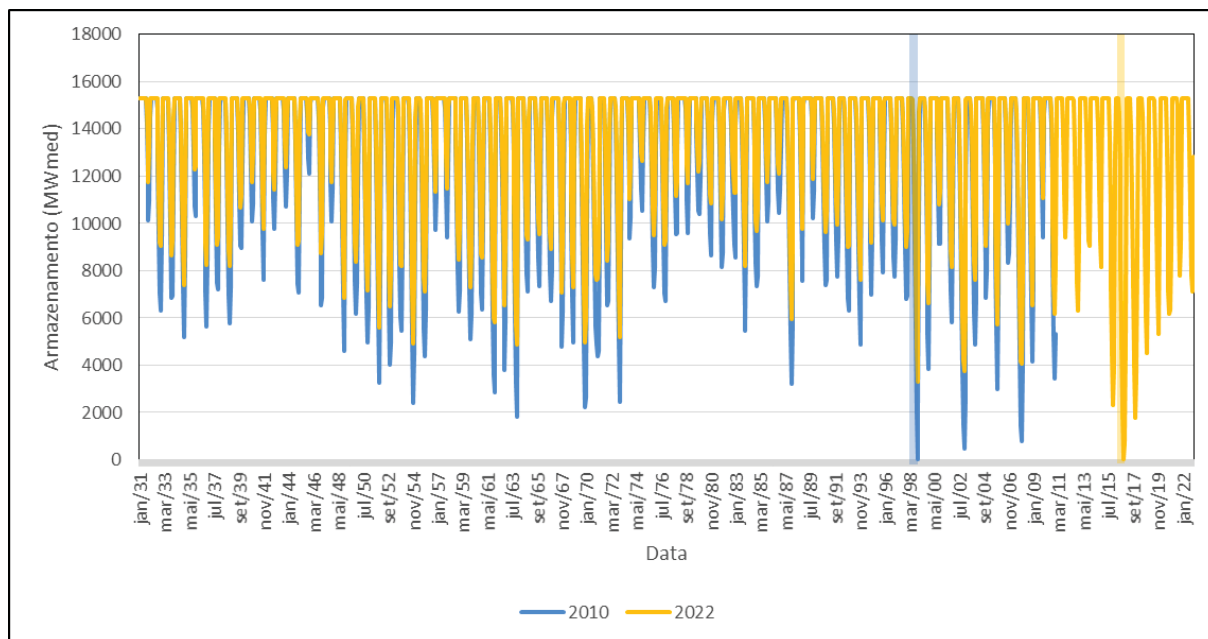


FONTE: O autor (2023).

Ao analisar o gráfico, observa-se que o subsistema Nordeste sofreu a alteração do PC para a última década, iniciando em abril de 2014 e estendendo-se até novembro de 2019, representando a mais severa estiagem para as aflúncias na região. O gráfico também revela que nenhuma outra crise hídrica registrada se aproximou de rebaixar a energia armazenada como ocorreu nas séries de ENA até 2022. Isso pode ser verificado ao comparar com as séries de ENA até 2010; embora a variação do volume armazenado tenha apresentado uma maior amplitude no geral, a estiagem mais recente foi de maior severidade.

Por fim, o último subsistema analisado foi o Norte, com a Figura 33 apresentando o resultado:

FIGURA 33 – PERÍODO CRÍTICO DO SUBSISTEMA NORTE 2010 E 2022



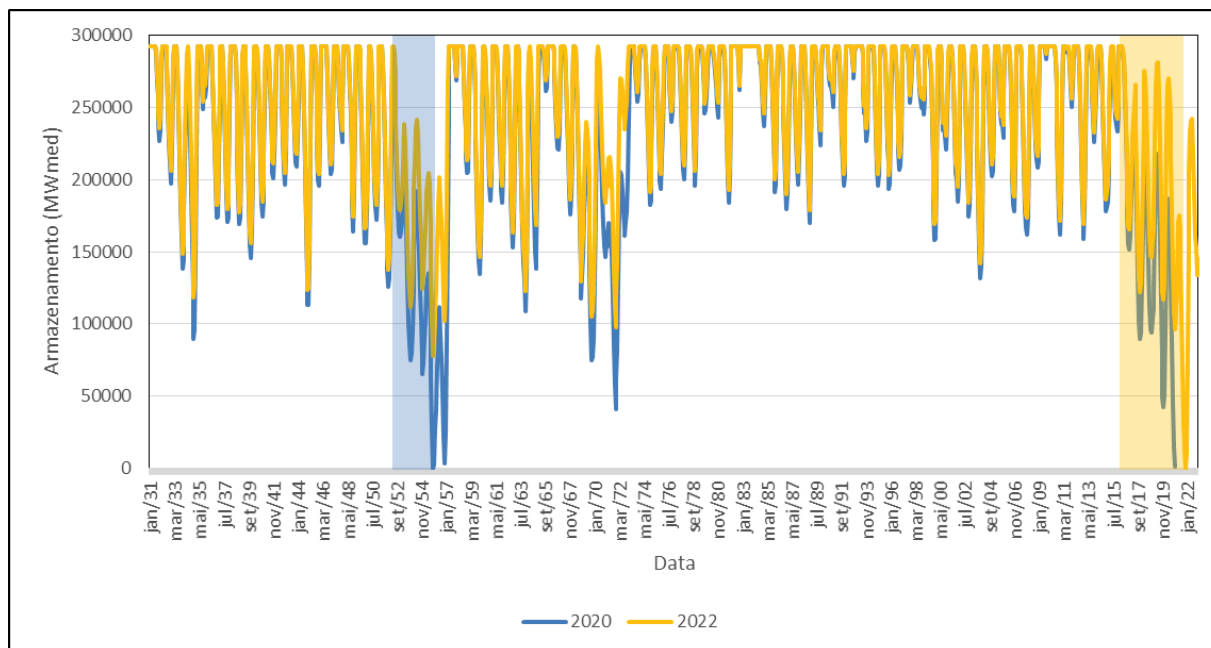
FONTE: O autor (2023).

Ao observar o gráfico do subsistema Norte, é evidente a notável variabilidade na energia armazenada e o curto intervalo de tempo em relação aos outros subsistemas, o que é consequência da forte sazonalidade das ENAs da região. O PC do subsistema sofreu alteração durante a última década, apresentando um curto intervalo de duração, compreendendo apenas o período de maio de 2016 até novembro de 2016. Além disso, a intensidade dessa alteração não se distanciou significativamente de outras crises hídricas que atingiram a região em décadas anteriores.

Um aspecto que distingue o subsistema Norte dos demais do país é o fato de ter sido incorporado ao SIN somente no ano de 2009. Portanto, é importante destacar que os registros históricos disponíveis para análises podem ser limitados em relação aos outros subsistemas do SIN. Nesse sentido, o cálculo do PC e da EF para esse subsistema deve levar em consideração a confiabilidade dos dados históricos disponíveis.

Adicionalmente, foi conduzida uma investigação com o objetivo de determinar qual foi o ano em que se identificou a alteração do PC. Para esse fim, foram realizadas simulações e o resultado dessa análise é apresentado na Figura 34, que compara o PC do Sistema Interligado Nacional (SIN) antes da alteração (2020) com o PC após a alteração (2022).

FIGURA 34 – PERÍODO CRÍTICO DO SIN 2020 E 2022



FONTE: O autor (2023).

Nas simulações realizadas, constatou-se que no ano de 2021 ocorreu a alteração do PC. Ao analisar a Figura 34, verificou-se que o PC no final do ano de 2020 já estava próximo de ser alterado, pois ficou equivalente ao PC original da década de 1950. No entanto, a efetiva alteração se concretizou somente em 2021. A comparação entre os dois gráficos evidencia claramente a distância entre o PC atual e o antigo após a alteração.

Na Tabela 7, são apresentados os resultados da análise numérica do PC e da EF do SIN e de seus subsistemas, considerando as séries de ENA variando entre os anos de 1931 até 2010 e até 2022:

TABELA 7– PC E EF

Período Crítico e Energia Firme				
Região	ENA até 2010		ENA até 2022	
	Energia Firme (EF)	Periodo Crítico (PC)	Energia Firme (EF)	Periodo Crítico (PC)
Sudeste/CO	33137,65 MWmed	42 meses mai/52 a nov/55	33137,65 MWmed	42 meses mai/52 a nov/55
Sul	3817,83 MWmed	15 meses mar/44 a jun/45	3817,83 MWmed	15 meses mar/44 a jun/45
Nordeste	6180,77 MWmed	69 meses mar/98 a dez/03	4026,37 MWmed	67 meses abr/14 a nov/19
Norte	5088,52 MWmed	6 meses mai/98 a nov/98	4538,31 MWmed	6 meses mai/16 a nov/16
SIN	60220,69 MWmed	54 meses mai/51 a nov/55	58522,66 MWmed	67 meses abr/16 a nov/21

FONTE: O autor (2023).

Ao analisar o PC do SIN e de seus subsistemas com as séries até 2022, é evidente que esses PC's estão distribuídos em diferentes períodos. Apenas nos casos dos subsistemas Norte e Nordeste e do próprio SIN ocorrem datas coincidentes dentro desses intervalos, o que ressalta as diversidades hidrológicas presentes no país. O que fez o PC do SIN mudar mesmo não alterando nos subsistemas Sudeste e Sul, é atribuída à redução da energia armazenada que, mesmo não alterando seus respectivos PCs, contribuíram em efeito acumulado com os subsistemas Nordeste e Norte. Esses resultados indicam que a recente crise hídrica ocorrida em todas as regiões do Brasil teve um efeito agregado sobre a EF do SIN. Ao se considerar as séries de ENA até o ano de 2010, o PC do subsistema Sudeste/Centro-Oeste era muito similar com o do SIN, conforme apresentado na Tabela 7.

Outro aspecto a ser enfatizado é a duração do PC. No subsistema Nordeste, o PC teve duração de 67 meses, o que corresponde a mais de 5 anos, enquanto no Sudeste/Centro-Oeste sua duração foi de 42 meses, ultrapassando 3 anos. São períodos longos de estiagem até o reservatório equivalente atingir o volume nulo. Em contrapartida, o PC do subsistema Norte teve duração de apenas 6 meses, sendo suficiente para mudar o status do reservatório de completamente cheio para vazio.

Acerca do PC e da EF do SIN, um novo PC foi identificado entre abril de 2016 e novembro de 2021, com uma duração de 67 meses. São 13 meses a mais que o antigo PC, que se estendia de maio de 1951 até novembro de 1955. Essa mudança repercutiu em uma perda de 1.698,03 MWmed (2,82%) na EF, tendo atualmente uma EF de 58.522,66 MWmed, que anteriormente era de 60.220,69 MWmed. Apesar de essa redução da EF parecer moderada em porcentagem, é um valor significativo, sendo que o valor perdido se aproxima da metade da EF do subsistema Sul.

É importante destacar que o PC anterior do SIN ficou entre maio de 1951 e novembro de 1955, o que difere do PC oficial do SIN. Essa discrepância pode ser explicada pelo fato de que quando ele foi calculado não havia disponibilidade de várias das séries hidrológicas hoje acessíveis, sendo a maioria na região Sudeste e Nordeste do Brasil, tendo sido utilizadas as séries de locais no quais haviam UHE's na época.

No tocante à EF, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste obteve uma EF superior à soma de todos os outros subsistemas juntos e mais da metade da EF do SIN totalizando 33.137,65 MWmed. O que se explica por este ser o subsistema com maior capacidade de geração de energia no Brasil. É observado que, para esse subsistema, não houve alteração do PC na última década, ficando entre maio de 1952 e novembro de 1955 com uma duração de 42 meses. Esse resultado é muito próximo do estudo de CANAMBRA (1967) que para a região Centro-Sul mostrou que o PC ia até 1956.

No subsistema Sul, também não houve alteração no PC na década de 2010, com o PC permanecendo entre março de 1944 e junho de 1945, com duração de 15 meses. Esse período é congruente com o estudo realizado por CANAMBRA (1969) para a região Sul. Para este subsistema, estima-se uma EF de 3.817,83 MWmed, sendo este o subsistema que contém a menor parcela da EF do SIN. É importante lembrar que, apesar de a Usina Hidrelétrica de Itaipu estar localizada na região Sul, esta faz parte do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Já no subsistema Nordeste, é observado que ocorreu a mudança do PC na década de 2010. O novo PC ocorreu entre abril de 2014 e novembro de 2019, contrastando com o período anterior, que se estendia de março de 1998 até dezembro de 2003. O PC atual representa uma duração de 67 meses, 2 meses a menos em relação ao PC antigo. Acerca da EF, com a alteração do PC, o Nordeste ficou com 4.026,37 MWmed em comparação com os 6.180,77 MWmed anteriores. Portanto, identificou-se uma diminuição de 2.154,40 MWmed, equivalendo a uma redução de 34,86% na EF desse subsistema. É relevante salientar que antes da mudança no PC, o subsistema Nordeste detinha a segunda maior EF entre os subsistemas, entretanto, com a alteração, foi superado pelo subsistema Norte.

Ao analisar o subsistema Norte, também foi constatado que houve alteração no PC na última década. O novo PC ficou entre maio de 2016 e novembro de 2016, com duração de apenas 6 meses, a mesma do antigo PC, que ia de maio de 1998 até novembro de 1998. Em relação a EF, esse subsistema apresentou decréscimo de

550,21 MWmed (10,81%) na EF (atual: 4.538,31 MWmed; anterior: 5.088,52 MWmed). O subsistema Norte é o segundo com maior EF, sendo essa uma consequência da presença de usinas com grande capacidade de geração que operam na região (Belo Monte e Tucuruí). Ainda assim, é o subsistema que apresenta menor capacidade de armazenamento, devido à forte presença de usinas a fio d'água.

Um resultado importante é que, mesmo somando as EF's dos quatro subsistemas, o resultado é um valor menor que a EF do SIN. Isso se deve ao fato de os subsistemas terem tido PC's diferentes entre si e que, portanto, quando somados individualmente atingem uma EF que difere da diretamente calculada para o SIN. Além disso, por ser um sistema interligado, em teoria há possibilidade de um maior aproveitamento da capacidade máxima de armazenamento em cada subsistema.

A alteração do PC e da EF do SIN impacta diretamente no dilema do operador, pois na tomada de decisão o operador com o PC defasado pode acabar escolhendo a decisão de planejamento equivocada. Portanto, dados atualizados são indispensáveis para nesse contexto. Em sua decisão o operador pode escolher usar a água para gerar energia em alguma UHE, acreditando que tem uma EF maior do que a disponível, aumentando assim o risco de déficit.

Além disso, a utilização de um PC e EF desatualizados impacta no risco máximo de 5% de déficit definido pelo MME (2004a). Embora não tendo sido calculado o valor real desse risco utilizando o PC desatualizado, é de conhecimento que a EF é utilizada para a determinação da GF. Portanto, ao utilizar um valor maior de EF do que o real com a alteração do PC, esse risco de déficit está maior do que os 5% permitido pela regulamentação do país.

Por fim, para avaliar a capacidade de regularização do SIN quanto de seus subsistemas individualmente, foi calculado o índice de regularização com as séries de ENA de 1931 até 2010 e até 2022. Os resultados são apresentados na Tabela 8.

TABELA 8 – ÍNDICE DE REGULARIZAÇÃO

Índice de Regularização		
Região	2010	2022
Sudeste/CO	78,26%	79,44%
Sul	42,13%	41,63%
Nordeste	75,22%	51,91%
Norte	40,58%	36,68%
Brasil	83,45%	82,41%

FONTE: O autor (2023).

Ao analisar os índices de regularização para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, observa-se um aumento na regularização em relação às séries até 2010. No subsistema Sul também ocorreu uma leve mudança no índice de regularização, ligada ao fato que nesses subsistemas não houve alteração do PC.

No subsistema Nordeste, o índice de regularização apresentou uma significativa mudança, mostrando que na última década a estiagem repercutiu em grandes impactos para essa região. Similarmente, no subsistema Norte, houve uma diminuição do índice de regularização em relação as séries ENA até 2010. Essa mudança está relacionada ao impacto da estiagem na última década nos subsistemas Nordeste e Norte que levou a ocorrer a alteração da EF.

No caso do SIN, ocorreu uma leve diminuição do índice de regularização considerando as séries de ENA até 2022 e até 2010. Essa baixa mudança pode estar ligada às dimensões do SIN e ao fato de a alteração da EF do SIN ter sido de somente 2,82%.

4.2 ANÁLISE DOS RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES

Para a análise dos reservatório equivalentes, foi realizada a contagem dos meses em que os reservatórios estiveram cheios, bem como a porcentagem desses meses em que esteve cheio em relação aos meses de dados disponíveis. Além disso, foi construída a curva de permanência para os reservatórios equivalentes dos subsistemas do SIN e para o próprio SIN.

Quanto à análise da proporção de meses em que os reservatórios equivalentes estiveram cheios, variando as séries de ENA entre 1931 até 2010 e até 2022, os resultados são apresentados na Tabela 9 a seguir:

TABELA 9 – PROPORÇÃO DE MESES EM QUE OS RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES ESTIVERAM CHEIOS

Porcentagem (%)	2010	2022
Sudeste/Centro-Oeste	37,40%	36,50%
Sul	80,00%	80,71%
Nordeste	28,44%	56,25%
Norte	52,92%	56,97%
SIN	32,81%	33,97%

FONTE: O autor (2023).

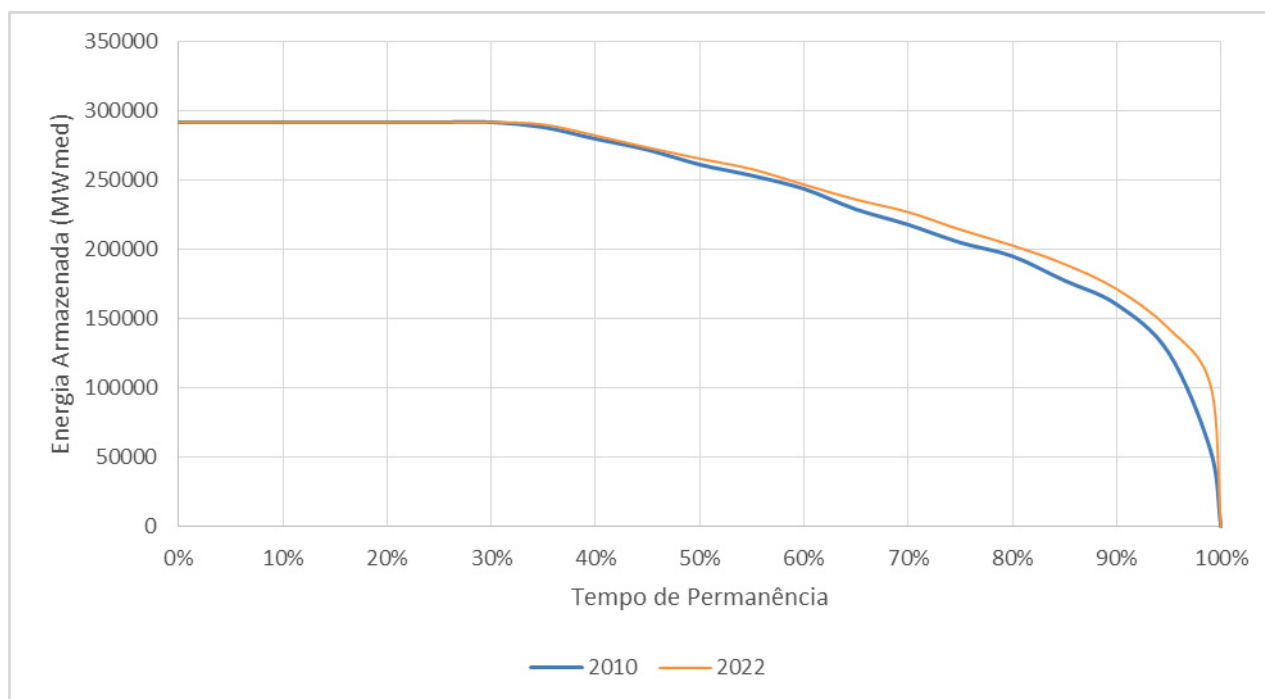
Comparando a porcentagem dos meses em que o reservatório equivalente do SIN esteve cheio, é observado que houve um leve aumento com a alteração do PC. Por outro lado, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou uma leve diminuição. Já o subsistema Sul mostrou um leve aumento da porcentagem de meses em que o reservatório equivalente está cheio, sendo o subsistema que apresentou a maior porcentagem de meses cheios, alcançando 80,71%.

Ao realizar a análise comparativa para o reservatório equivalente do subsistema Nordeste, constatou-se o maior aumento na porcentagem de meses em que ele ficou cheio. De forma semelhante, no subsistema Norte também foi observado maior aumento na porcentagem de meses em que o reservatório se encontra em seu armazenamento máximo.

Em um primeiro momento, o aumento dos percentuais de tempo que os reservatórios permaneceram cheios nas regiões que sofreram alteração do PC pode parecer contraintuitiva. Contudo, há de se lembrar que isso está relacionado à diminuição das respectivas EF's. Com menos energia demandada dos reservatórios, eles puderam manter seus níveis máximos por mais tempo. O destaque foi para o subsistema Nordeste, por esse subsistema ter sido o que apresentou a maior diminuição de EF.

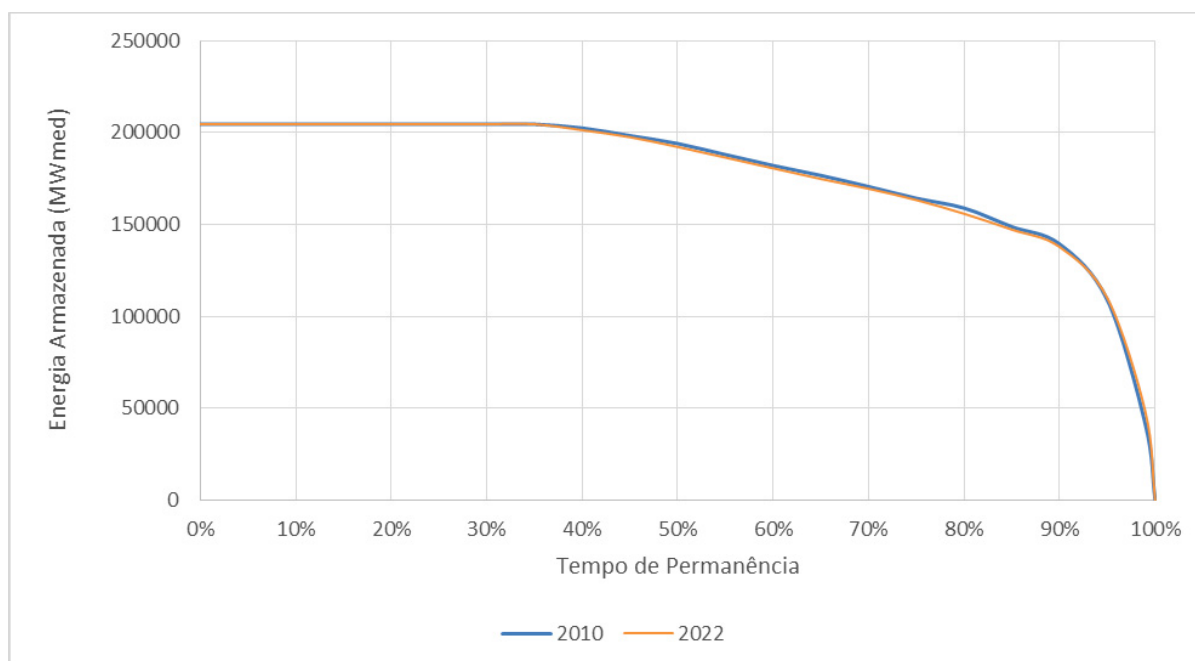
A seguir, estão apresentadas as curvas de permanência referentes aos reservatórios equivalentes dos subsistemas do SIN e ao SIN como um todo (Figuras 35 a 39).

FIGURA 35 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO ARMAZENAMENTO DO ARMAZENAMENTO DO SIN



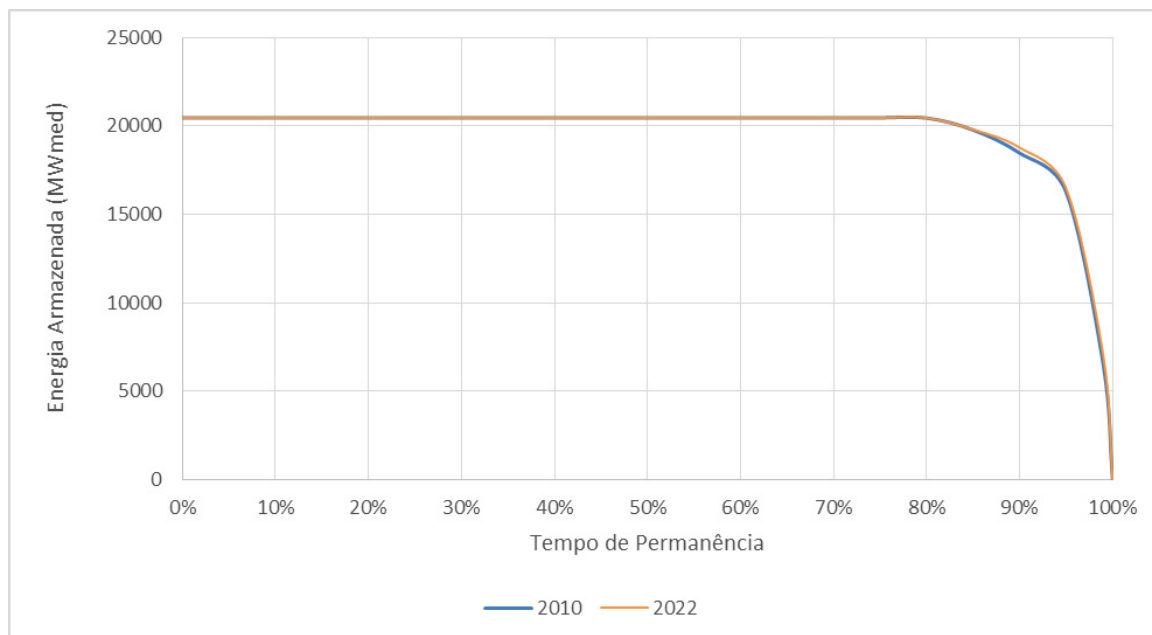
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 36 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO ARMAZENAMENTO DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE



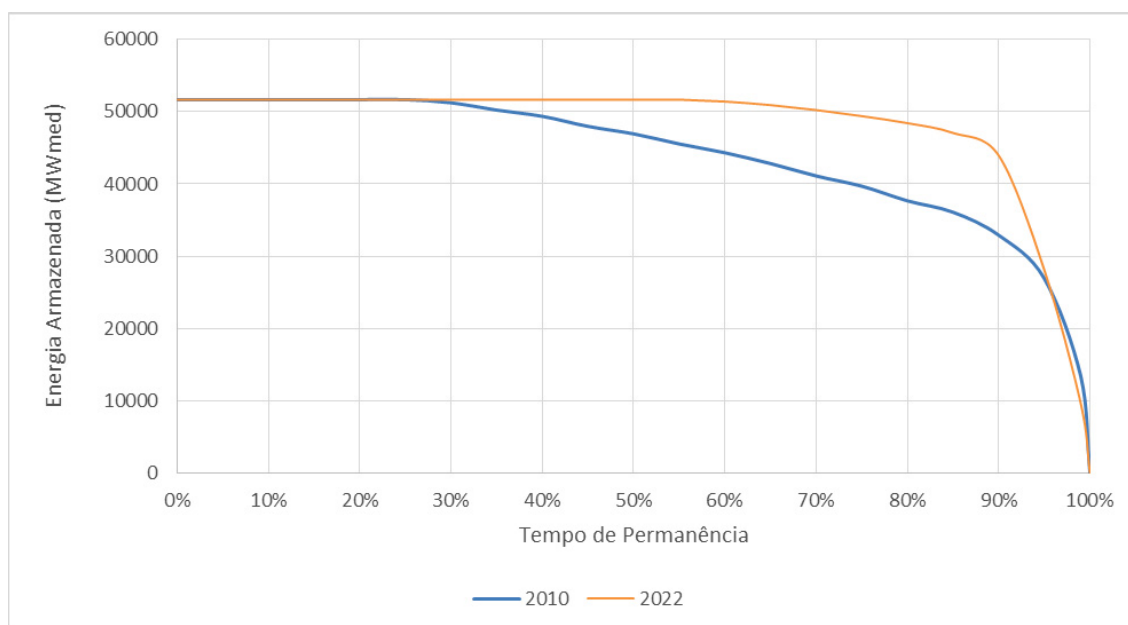
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 37 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO ARMAZENAMENTO DO SUBSISTEMA SUL



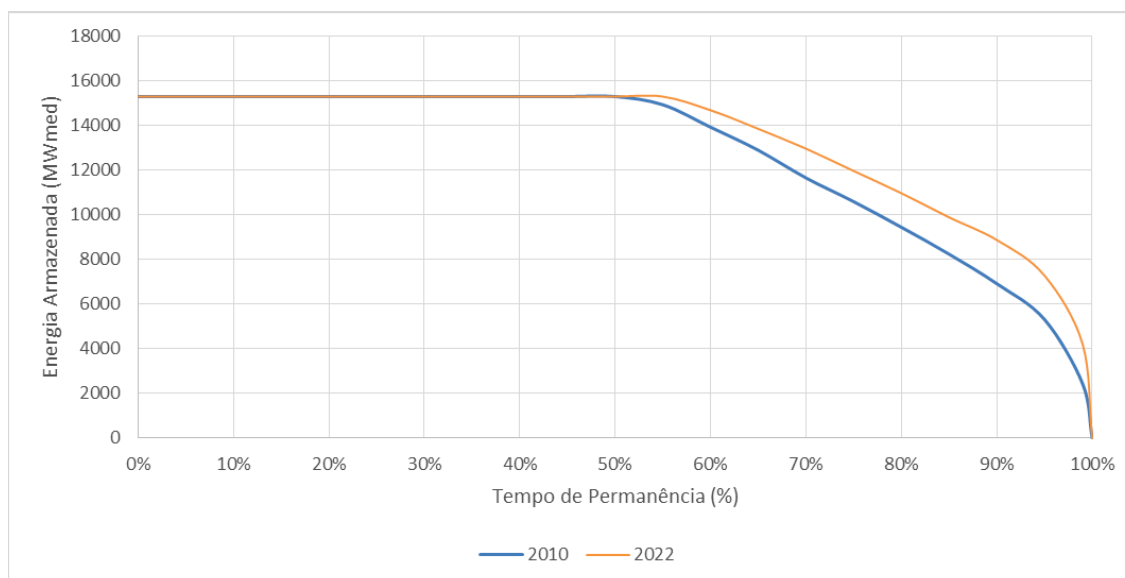
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 38 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO ARMAZENAMENTO DO SUBSISTEMA NORDESTE



FONTE: O autor (2023).

FIGURA 39 – CURVA DE PERMANÊNCIA DO ARMAZENAMENTO DO SUBSISTEMA NORTE



FONTE: O autor (2023).

Ao comparar a Energia Armazenada com as séries até 2010 e até 2022 no SIN, observa-se que a permanência da Energia Armazenada a partir 35% é levemente maior na curva com as séries até 2022. No entanto, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais não houve alteração do PC e EF, as curvas permaneceram semelhantes, com apenas leves alterações.

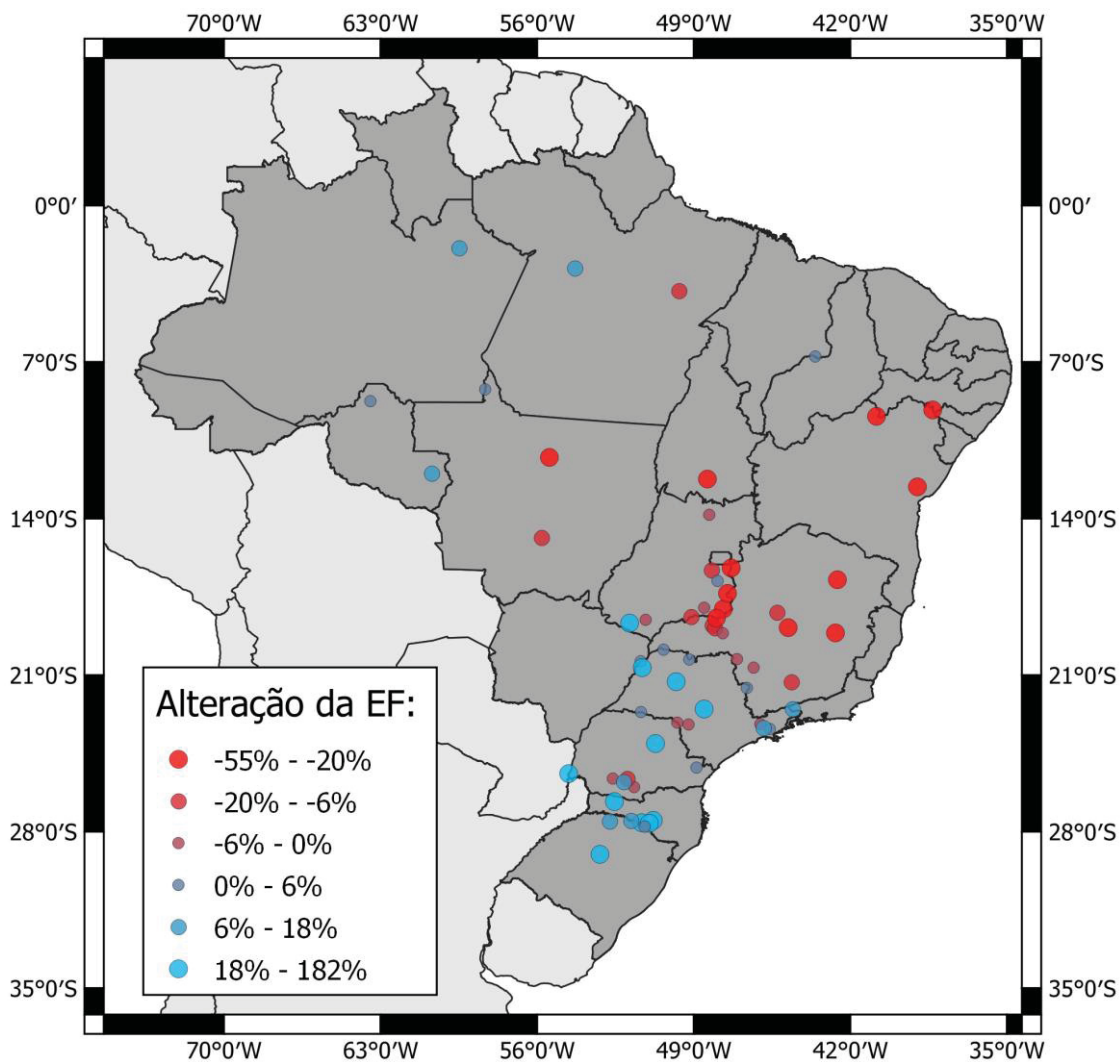
No subsistema Nordeste, foi observado uma grande alteração, em que a permanência da Energia Armazenada a partir do tempo de permanência de 30% é maior na curva com as séries até 2022, e menor depois do tempo de permanência de 95%. No subsistema Norte, a permanência da Energia Armazenada a partir do tempo de permanência de 50% é maior na curva com as séries até 2022. Esses subsistemas apresentaram uma significativa alteração do PC, com o Nordeste apresentando uma alteração de 34,86% e o Norte de 10,81%, o que acarretou a grande alteração da curva de permanência.

4.3 RATEIO DA ENERGIA FIRME ENTRE AS UHE'S

Com a EF do SIN previamente determinada em duas situações, considerando as séries de ENAs do SIN de 1931 até 2010 e de 1931 até 2022, procedeu-se com o rateio da EF para as 63 UHE's com reservatório. Devido à impossibilidade de obter as rodadas da cadeia oficial de modelos do setor elétrico brasileiro, lembra-se que as

participações no rateio foram obtidas com base nas vazões firmes observadas durante o PC dos respectivos subsistemas. Para melhor ilustração, os resultados obtidos são apresentados por meio de mapas produzidos no software QGIS. A Figura 40 a seguir apresenta a mudança da EF das usinas com a alteração do PC, mostrando o impacto nas UHE's com capacidade de armazenamento do SIN.

FIGURA 40 – MUDANÇA DA EF PARA UHE'S COM CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO EM CONSEQUÊNCIA À ALTERAÇÃO DO PC



FONTE: O autor (2023).

Ao analisar o mapa, é constatado que a região Sul foi a que mais teve aumento de EF com a alteração do PC do SIN, mesmo tendo quatro UHE's com perda de EF. Por outro lado, o estado de Minas Gerais foi o mais prejudicado com a alteração da EF. Com exceção das UHE's localizadas na divisa com São Paulo, todas tiveram

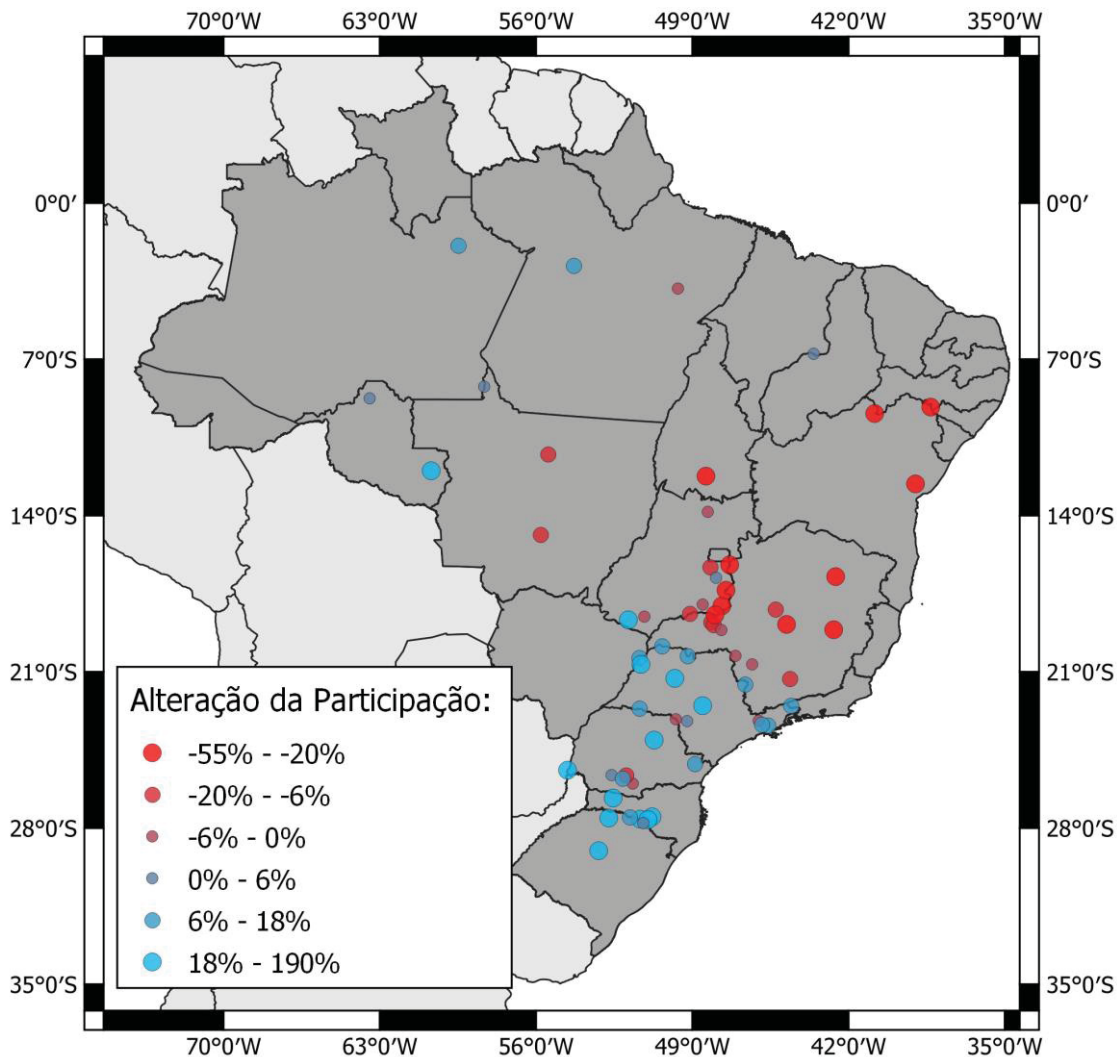
redução em sua EF. A região Nordeste também enfrentou significativas perdas na EF de suas usinas, sendo que somente uma teve aumento em sua participação.

Lembra-se que a opção em se trabalhar com EF ao invés de GF dispensou as limitações impostas pelo Decreto nº 2.655/1998. Conseqüentemente, houve a possibilidade de reduções superiores a 5% na EF com base na alteração do PC, o que de fato ocorreu, tendo alterações de até 181% como na UHE Quebra Queixo.

Outro fato observado no mapa é que, com a alteração do PC do SIN, as UHE's com capacidade de armazenamento sofreram elevadas alterações em sua EF. Somente 23 UHE's tiveram alterações inferiores de 6%, tanto para mais quanto para menos EF. Portanto 40 UHE's tiveram uma alteração superior a 6% em sua EF. Dessa maneira, a utilização de uma EF desatualizada para realizar a operação do SIN pode gerar sérias conseqüências, como um aumento no custo de geração de energia. Isso está novamente vinculado ao dilema do operador, pois caso o operador opte por gerar energia em uma UHE que teve sua EF aumentada, vertimentos podem ocorrer. Na situação contrária, a decisão de despacho de uma UHE que teve perda de EF com a alteração do PC, pode incorrer em menor geração de energia do que o solicitado pelo operador.

A Figura 41 a seguir, apresenta a variação da participação no rateio da EF com a alteração do PC do SIN das UHE's com capacidade de armazenamento do SIN.

FIGURA 41 – VARIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO NO RATEIO COM A ALTERAÇÃO DA EF

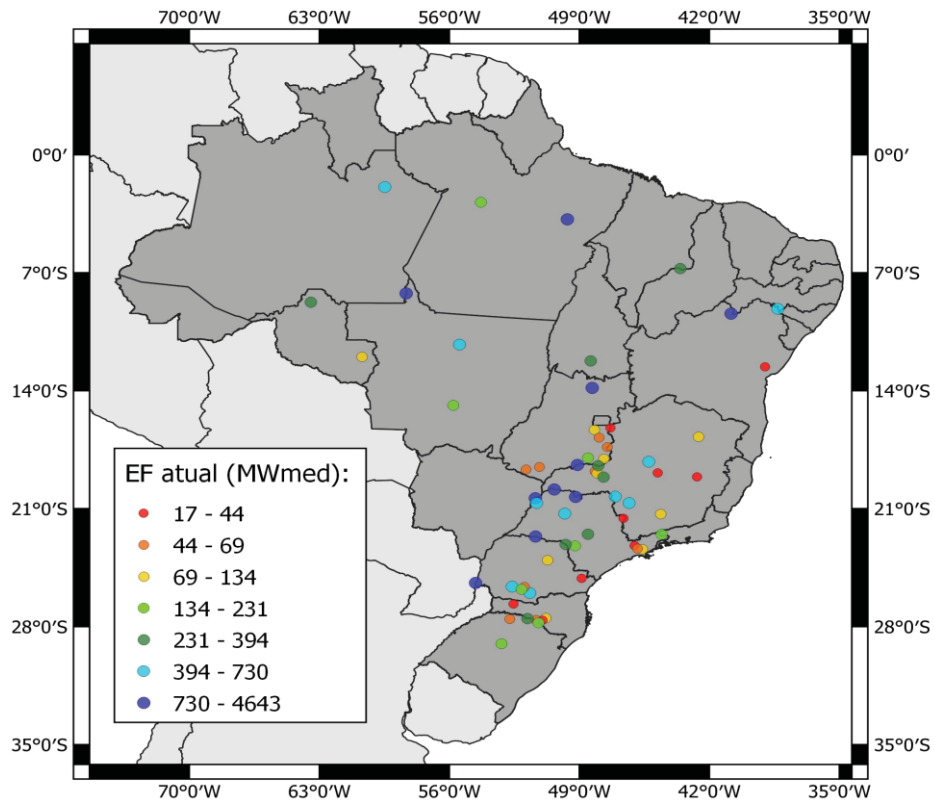


FONTE: O autor (2023).

Ao comparar a Figura 41 com a Figura 40, é possível notar que ambas são bastante semelhantes, mas elas possuem diferenças sutis. Como a EF total do SIN sofreu redução com a alteração do PC, duas UHE's (A. A. Laydner e Salto Santiago), apresentaram aumento em sua participação no rateio da EF do SIN, mesmo tendo uma diminuição na sua EF total com a alteração.

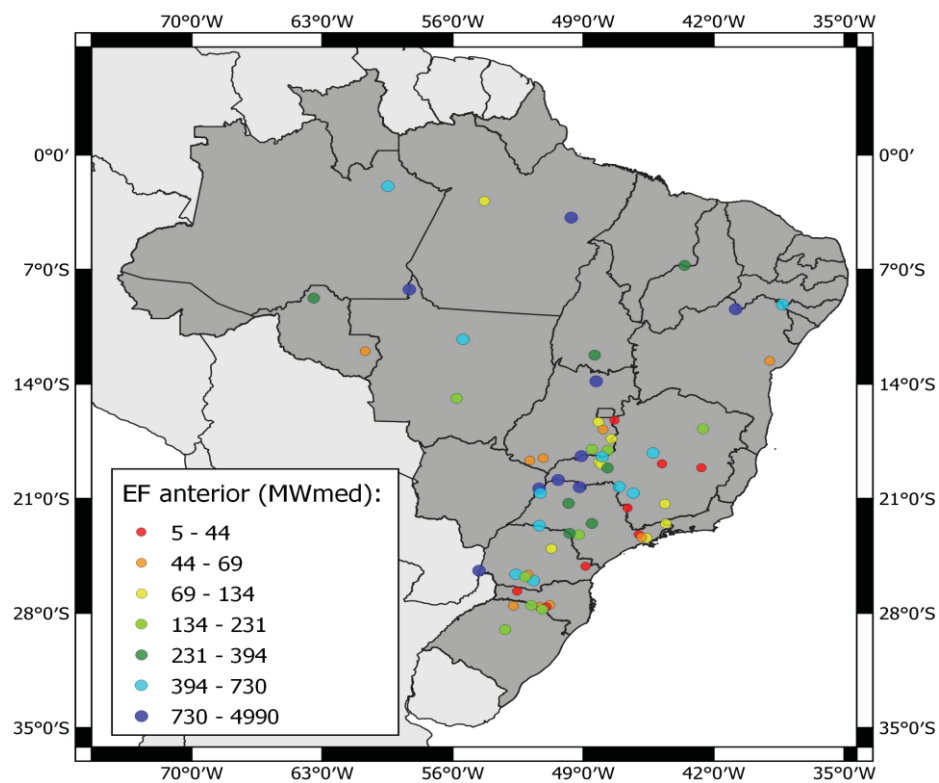
Na sequência, as Figuras 42 e 43 ilustram a EF das UHE's com reservatório após e antes a alteração do PC do SIN, respectivamente. Os intervalos de escala foram gerados por quartil de MWmed.

FIGURA 42 – EF COM A ALTERAÇÃO DO PC DO SIN



FONTE: O autor (2023).

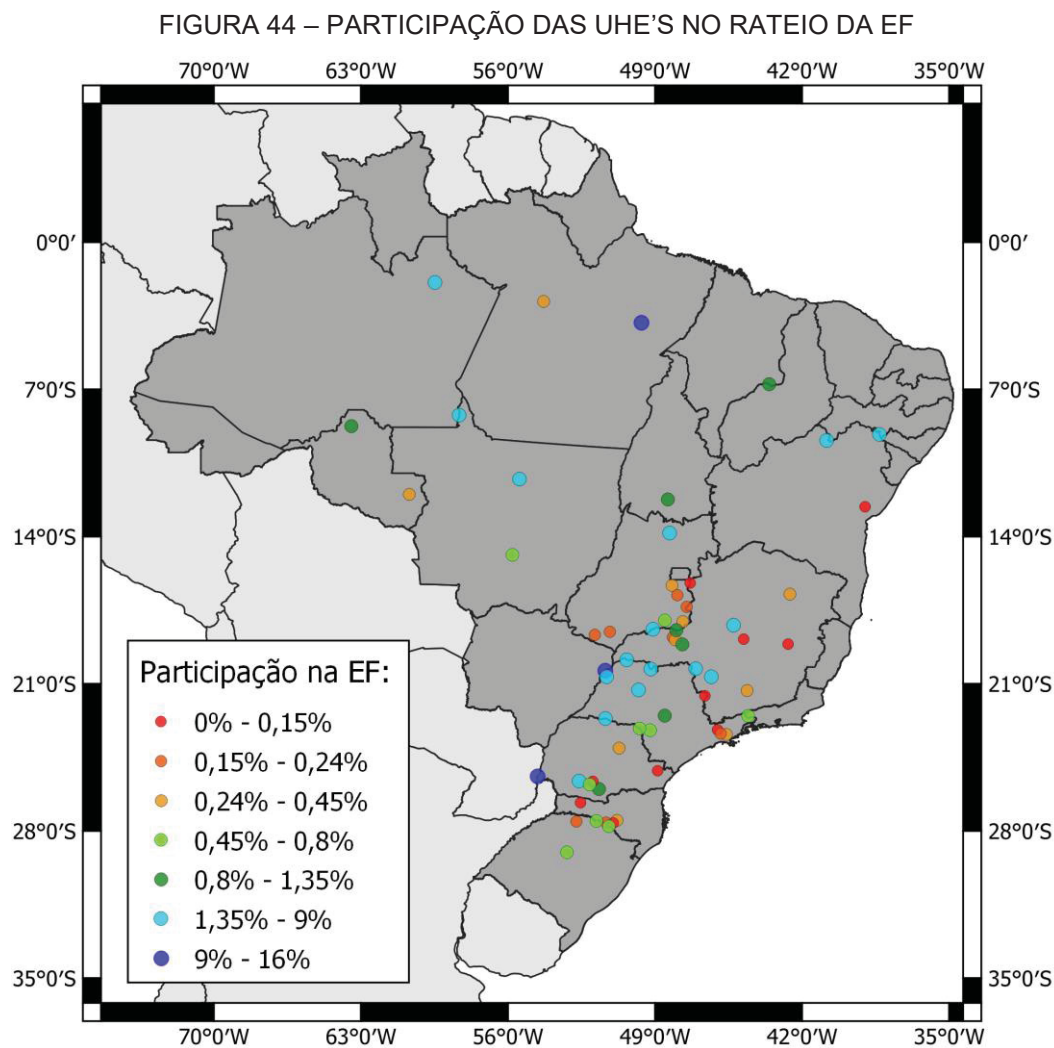
FIGURA 43 – EF SEM A ALTERAÇÃO DO PC DO SIN



FONTE: O autor (2023).

As Figuras 42 e 43 são importantes para avaliar como a alteração do PC impactou na EF nas regiões do Brasil. Por meio dos mapas, é perceptível que com a alteração do PC a amplitude da variação da EF entre as UHE's com capacidade de armazenamento diminuiu.

Na sequência, a Figura 44 mostra a participação das UHE's com capacidade de armazenamento no rateio da EF, após a alteração do PC do SIN:



FONTE: O autor (2023).

Observa-se que a Figura 44 é semelhante com a Figura 42, isso se deve ao fato de a Figura 44 mostrar a EF em termos percentuais e a Figura 42 em MWmed. Na Figura 44 é importante destacar que nenhuma UHE com capacidade de armazenamento tem mais de 16% de participação na EF total do SIN.

Na Tabela 10 a seguir, são apresentados os resultados numéricos da alteração da EF para algumas UHE's. Os resultados completos para todas as UHE's com capacidade de armazenamento são mostrados no Apêndice I.

TABELA 10 – ALTERAÇÃO DA EF DAS UHE'S

UHE	Participação na EF (%)	EF atual (MWmed)	EF anterior (MWmed)	Alteração da EF (%)	Alteração da participação (%)
A. A. Laydner	0,573%	170,81	174,47	-2,10%	0,74%
G. P. Souza	0,057%	17,07	16,30	4,72%	7,76%
Itaipu	15,582%	4642,84	3819,36	21,56%	25,09%
Quebra Queixo	0,065%	19,24	6,84	181,16%	189,32%
Retiro Baixo	0,060%	17,85	36,33	-50,86%	-49,43%
Salto Santiago	1,860%	554,10	554,82	-0,13%	2,77%
Sobradinho	4,475%	1333,49	2100,49	-36,52%	-34,67%
Santa Clara (PR)	0,150%	44,71	50,04	-10,64%	-8,05%
Tucuruí	15,496%	4616,98	4977,64	-7,25%	-4,55%

FONTE: O autor (2023).

Analisando a Tabela 10, é constatado que UHE Retiro Baixo foi aquela que registrou a maior redução na EF, tendo sofrido uma diminuição de quase 51%. Sua EF com a alteração do PC do SIN caiu de 36,33 MWmed para 17,85 MWmed. Também foi a UHE que mais sofreu diminuição no rateio da EF do SIN, perdendo 49,43% de sua participação.

Já a UHE Quebra Queixo, por outro lado, registrou o maior aumento de EF com a alteração do PC do SIN, tendo apresentado um aumento de 181%. Sua EF, passou de 6,84 MWmed para 19,24 MWmed, e um crescimento de 189% na sua participação na EF do SIN. É interessante notar que ela era a UHE com reservatório com menor EF do SIN antes da alteração do PC. Com a alteração, a UHE G. P. Souza se tornou a UHE com menor EF das UHE's com capacidade de armazenamento (17,07 MWmed), mesmo tendo um aumento de 4,72% de sua EF com a alteração do PC.

A usina de Itaipu com a alteração do PC, se tornou a UHE com capacidade de armazenamento com maior EF no SIN, atingindo um valor de 4642,84 MWmed e 15,6% de participação no rateio da EF do SIN. Com a alteração do PC do SIN, essa UHE teve um ganho de 21,6% de EF. Porém, esse resultado pode ter imprecisões

devido ao fato de essa UHE ter regime de regularização semanal, diferente de todas as outras UHE's com reservatório, que têm regularização mensal.

Antes da alteração do PC do SIN, a UHE Tucuruí detinha a maior EF do SIN, com 4977,64 MWmed. Entretanto, após a mudança do PC no SIN, esta UHE teve uma perda de 7,25% de sua EF, sendo ultrapassada pela usina de Itaipu.

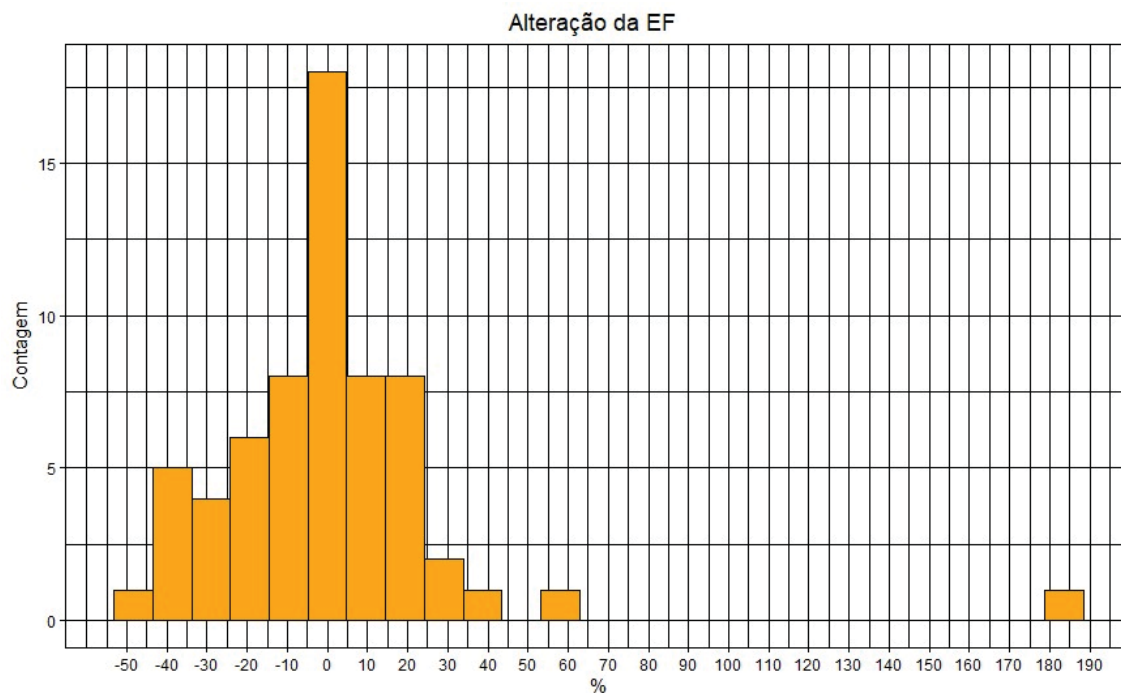
As UHE's A. A. Laydner e Salto Santiago, conforme mencionado previamente, tiveram diminuição em suas EF com a alteração do PC, porém como pode ser visto na Tabela 10, é notado que suas participações no rateio da EF do SIN tiveram aumento, o que pode parecer contraditório. Isso se deve ao fato que como houve diminuição da EF total do SIN, essas UHE's perderam EF devido à redução global da EF do SIN.

No estado do Paraná, UHE Santa Clara-PR localizada no rio Jordão a apresentou uma redução de 10,6% em sua EF com a alteração do PC. Esse resultado, de certa forma inesperado, visto que o subsistema Sul ficou distante de ter alteração em seu PC. Porém, analisando as séries de vazões a montante da UHE foi constatado que o rio Jordão se encontrava em uma estiagem severa. Dessa maneira, a UHE Santa Clara-PR com a alteração do PC obteve 44,71 MWmed de EF.

A UHE de Sobradinho sofreu uma significativa perda de EF com a alteração do PC, tendo sofrido uma diminuição de 36,5%. Sua EF passou de 2100 MWmed para 1333 MWmed.

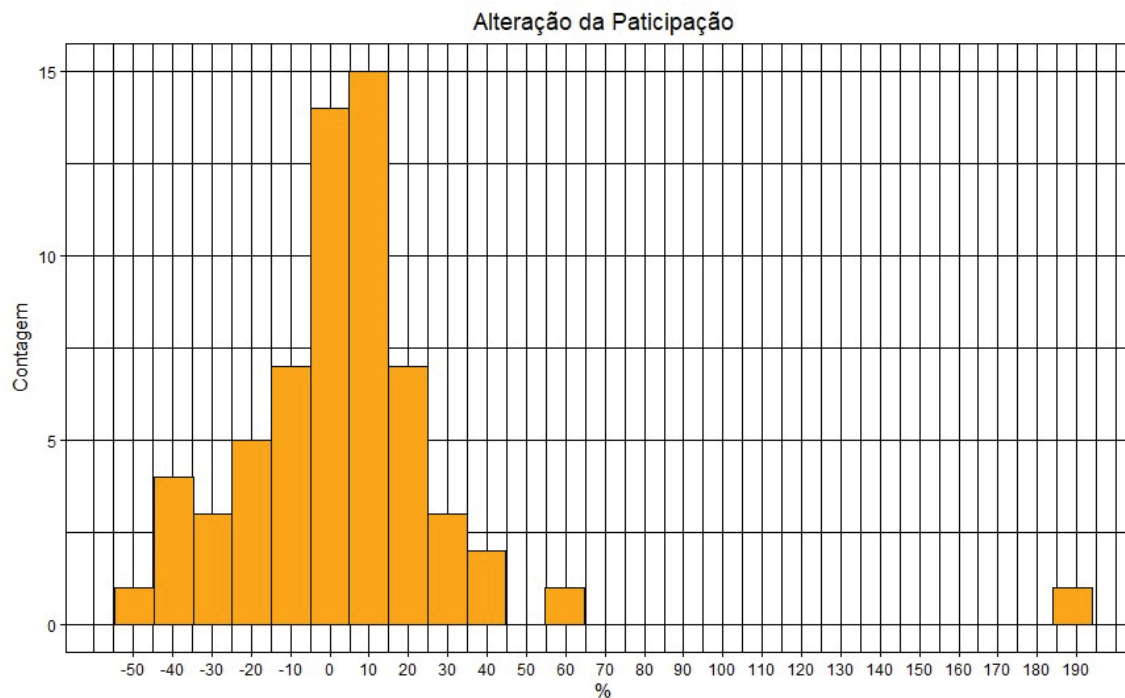
Por fim, são apresentados histogramas da variação da EF, da variação da participação com a alteração do PC e da participação das UHE's no rateio da EF. Esses gráficos têm como propósito analisar a distribuição das UHE's com capacidade de armazenamento do SIN (Figuras 45 a 47), complementando os mapas anteriormente apresentados:

FIGURA 45 – HISTOGRAMA DA VARIAÇÃO DA EF DAS UHE'S COM A ALTERAÇÃO DO PC



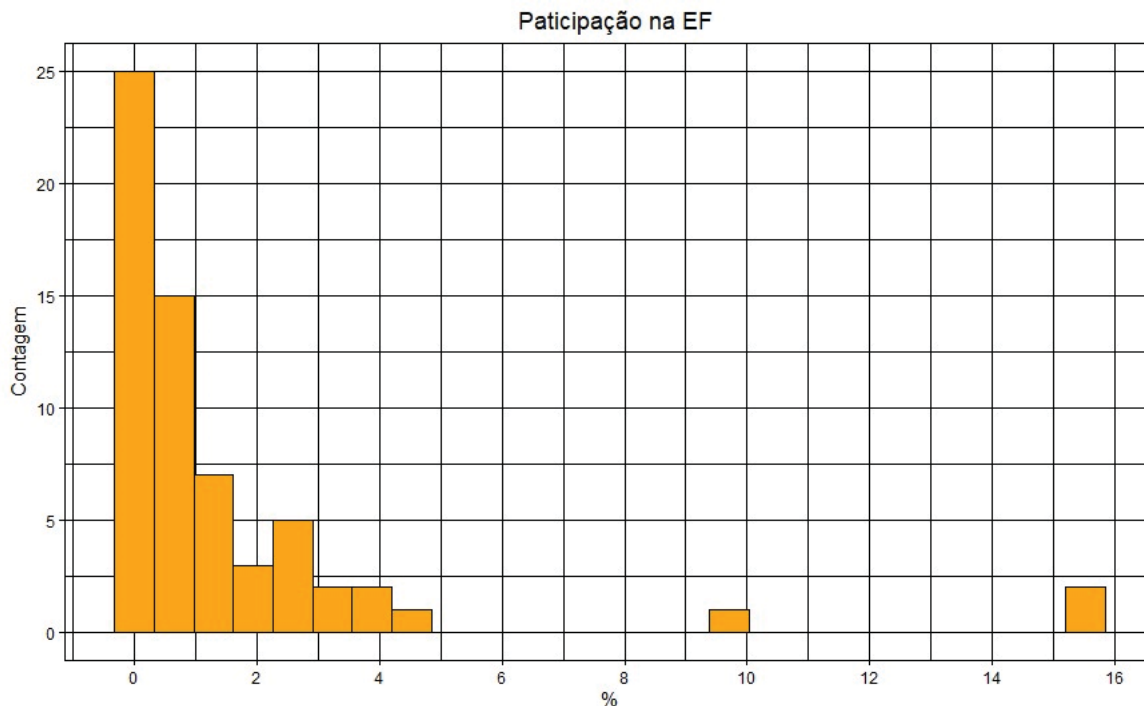
FONTE: O autor (2023).

FIGURA 46 – HISTOGRAMA DA VARIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DAS UHE'S NA EF DO SIN, COM A ALTERAÇÃO DAS EF'S INDIVIDUAIS



FONTE: O autor (2023).

FIGURA 47 – HISTOGRAMA DA PARTICIPAÇÃO DAS UHE'S NO RATEIO DA EF



FONTE: O autor (2023).

Nos histogramas das Figuras 45 e 46, fica evidente a diferença entre a variação da EF e da participação no rateio com alteração do PC do SIN. Na Figura 45, é observado que a variação da EF com a alteração do PC está concentrada principalmente em torno de 0%, mostrando que a maioria das UHE's não tiveram mudanças elevadas, porém uma quantidade significativa de UHE's teve mudanças entre -20% e 20%. Além disso, é visto que ocorreu alterações com valores superiores a esses, mas em menos casos.

Já na Figura 46, no histograma da mudança da participação com a alteração do PC do SIN. É evidente que a maioria das UHE's apresentaram alterações em torno de 0% e 10%, sendo que somente duas UHE's apresentaram variações acima de 50% em suas participações.

Na Figura 47, no histograma referente à participação das UHE's no rateio da EF após a alteração do PC do SIN, é notado que 40 das usinas com reservatório tem uma participação entre 0 e 1% e somente 2 UHE's tem participação maior que 10% no rateio da EF.

Diante das alterações identificadas na EF das UHE's com capacidade de armazenamento em consequência à alteração do PC do SIN, ressalta-se a

significativa importância de empregar os valores corretos das EFs das UHE's para realizar a operação do SIN, de maneira mais otimizada possível. Isso se justifica pelas consequências no valor da energia e do risco de déficit.

5 CONCLUSÃO

A proposta desta dissertação consistiu em investigar se houve a alteração do PC das ENAs afluentes às UHE's do sistema elétrico brasileiro. Uma vez constatada essa hipótese, procurou-se determinar a EF das UHE's que possuem capacidade de regularização pertencentes ao SIN. Esse processo baseou-se no recálculo do PC, utilizando todas as séries históricas de ENAs disponíveis.

A partir dos resultados obtidos, foi verificado que realmente o PC oficial do setor elétrico brasileiro não corresponde ao atualmente considerado como vigente na cadeia de modelos utilizados no planejamento do sistema. Houve, de fato, alteração do PC brasileiro na última década, quando determinado a partir das séries atualizadas de ENA. Argumenta-se que utilizar o mesmo PC para todo o SIN é apenas uma generalização, pois foi constatado que o PC varia entre as regiões do Brasil devido as diversidades hidrológicas que são encontradas no país.

Na concepção do modelo atual, já se tinha o conhecimento que o PC era diferente nas regiões, porém por questões da necessidade de simplificações para fins de planejamento e operação do sistema elétrico, optou-se por adotar somente um único período para o país. No entanto, com os avanços atuais já é possível desenvolver um modelo que se adeque ao SIN com base na hidrologia do Brasil, tendo o conhecimento das diversidades hidrológicas entre as regiões do país, como visto nos diferentes PC para os subsistemas.

Para o SIN foi observada a alteração do PC da década de 1950, para o período de abril de 2016 até novembro de 2021. Consequentemente, a EF do SIN registrou uma redução de 2,82%. Essas informações são importantes para o planejamento da operação, pela necessidade de sempre se trabalhar com dados atualizados. Essa situação possui um impacto direto no dilema do operador, pois na tomada de decisão o operador com a EF defasada pode acabar escolhendo a decisão equivocada.

A adoção de um PC e EF desatualizados, também resulta em consequências no risco máximo de 5% de déficit. É de conhecimento que a EF é utilizada para a determinação da GF das UHE's, portanto utilizando um valor maior de EF do que o real com a alteração do PC, esse risco de déficit pode estar maior do que os 5% permitido pela regulamentação do país. Nesse contexto, sugere-se para estudos

futuros, calcular o risco real de operação das usinas ao utilizar o PC desatualizado para determinar a GF das UHE's do SIN.

Em relação os PCs dos subsistemas do SIN, foi verificado que todos os subsistemas têm PC em épocas diferentes. Isso evidencia as diversidades hidrológicas encontradas no Brasil e conclui-se que a utilização do PC dos subsistemas individualmente contribuiria com uma precisão maior para o planejamento e operação do SIN.

O PC dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul não sofreram alteração na década de 2010, com o do Sudeste/Centro-Oeste ficando entre os anos de 1952 e 1955 e do Sul entre 1944 e 1945. É importante notar que, mesmo com esses resultados, a energia armazenada desses subsistemas sofreu uma redução na década de 2010, consequência da crise hídrica no país nesse período.

Nos subsistemas Nordeste e Norte foi constatado que o PC sofreu alteração na última década. No subsistema Nordeste, o novo PC fica entre 2014 e 2019 e tendo uma diminuição de 34,86% em sua EF. Já no subsistema Norte, o PC foi estabelecido entre os meses de maio e novembro de 2016, com uma redução em sua EF de 10,81%.

Adicionalmente, o PC e EF do SIN e de seus subsistemas poderiam ter sido determinados com auxílio de séries sintéticas para uma análise estocástica, levando em conta os riscos e incertezas dentro da abordagem adotada. Porém, o estudo realizado por Degraf *et al*, (2022) demonstrou que o modelo estocástico disponível para gerar séries sintéticas não é capaz de reproduzir períodos de secas intensas, como o PC. Embora o modelo possa reproduz as estatísticas gerais das séries ele não é capaz de gerar cenários com secas severas, semelhantes às observadas na década de 2010. Dessa maneira, sua utilização não traria resultados satisfatórios para o projeto em questão. Portanto, sugere-se como estudos futuros determinar o PC e EF com auxílio de séries sintéticas, permitindo uma comparação com os resultados obtidos utilizando as séries de ENAs observadas.

Sobre a capacidade de regularização do SIN, constatou-se uma redução com as séries de ENA até 2020 em relação até 2010. Nos subsistemas Sul e Norte também tiveram diminuição na capacidade de regularização, enquanto o subsistema Nordeste teve uma perda substancial da capacidade de regularização. Por outro lado, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste teve leve aumento no índice de regularização.

Acerca da análise dos reservatórios equivalentes, foi constatado que o SIN teve leve aumento na porcentagem de meses em que esteve cheio, em consequência à alteração do PC. Os subsistemas Nordeste e Norte tiveram um significativo aumento de meses em que seus reservatórios equivalentes se encontram na capacidade máxima. Isso se deve ao fato de que com a alteração do PC, diminuiu-se a retirada da energia armazenada em cada mês, sendo esse valor a própria EF.

Em relação a alteração da EF das UHE's com capacidade de armazenamento, observou-se que a região Sul foi a que teve o maior número de UHE's com aumento de EF após a alteração da do PC do SIN. Por outro lado, as UHE's localizadas no estado de Minas Gerais sofreram elevadas perdas de EF. A nível de sistema, 40 UHE's com reservatório tiveram alteração superior a 6% em sua EF. Assim, é importante destacar o impacto que o uso do valor desatualizado da EF pode resultar para a operação do SIN, como um maior risco de déficit ou que a operação não fique otimizada para gerar energia pelo menor custo possível.

Por fim, é recomendada a realização de um estudo da GF das UHE's do SIN considerando a alteração do PC. Com esse estudo, buscar-se-ia compreender melhor como a estiagem ocorrida na década de 2010 afetou o parque hidrelétrico brasileiro. Além disso, seria possível entender como a alteração da GF das UHE's foram impactadas e as consequências dessa alteração para a operação do sistema elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS

ADELOYE, A.J. **An opportunity loss model for estimating the value of streamflow data for reservoir planning**. *Water Resources Management*, 10 (1), 225–236, 1996.

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sar/sin>>. Acesso em: 21/12/2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2022). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 13/12/2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 875, de 10 de mar. de 2020**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020875.pdf>>. Acesso em: 15/02/2023.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 876, de 10 de mar. de 2020**. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf>>. Acesso em: 21/05/2023.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Energia Assegurada – Cadernos Temáticos ANEEL n. 3, 2005**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>>. Acesso em 31/12/2022.

BOEHLERT, B.; STRZEPEK, K. M.; GEBRETSADIK, Y.; SWANSON, R.; MCCLUSKEY, A.; NEUMANN, J. E.; MCFARLAND, J.; MARTINICH, J. **Climate change impacts and greenhouse gas mitigation effects on U.S. hydropower generation**. *Journal Applied Energy*, v. 183, p. 1511-1519, 2016.

BRASIL. Decreto n° 2.655, de 2 de jul. de 1998. **Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm>. Acesso em: 18/12/2022.

BRASIL. Portaria MME n° 101, de 22 de mar. de 2016. **Define a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de**

energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. Disponível em: <<http://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=317807>>. Acesso em: 26/12/2022.

BUENO, M. L.; BERTONE, A. C.; KEPPEM, R. P. T.; DETZEL, D. H. M. **“Usinas Hidrelétricas com Reservatórios de Acumulação e a Fio D’água: Estudo de caso aplicado à bacia do Rio Iguaçu”** in Anais do XXIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Foz do Iguaçu, nov. 2019.

CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS LIMITES (1969). **Estudos Energéticos da Região Sul do Brasil – Sumário do Relatório Final.** 57 p, nov./69.

CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS LIMITES (1967). **Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil – Sumário do Relatório Final.** 44 p, fev./67.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; HUBNER, N.; DANTAS, G.; ROSENTAL, R. **A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro.** Textos de Discussão do Setor Elétrico n. 62. Rio de Janeiro. 2014. 67 p.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S. A. – ELETROBRÁS (2006). **Memória da Eletricidade.** Disponível em <<http://www.memoria.eletronbras.com/index.asp>>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2023.

CCEE – CAMERA DE COMÉRCIO DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/40-operacoes-30-5.html#:~:text=O%20Mecanismo%20de%20Realoca%C3%A7%C3%A3o%20de,f%C3%ADsica%20no%20processo%20de%20contabiliza%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em 17/02/2023.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 1, de 17 de nov. de 2004.

DEGRAF, H.; DETZEL, D. H. M. **Influence of nonstationarity on reservoir storage-yield-reliability relationships.** Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v.27, p. 1-14, 2022.

DETZEL, D. H. M.; FILHO, L. R. M.; RANGEL, L. M. A.; BESSA, M. R.; DE GEUS, K. **“Acerca do Período Crítico das Usinas Hidrelétricas Brasileiras”** in Anais do XXIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Foz do Iguaçu, nov. 2019.

ELLIOT, T. C.; CHEN, K.; SWANEKAMP, R. C. **Standard Handbook of Powerplant Engineering**, McGraw-Hill, 1998.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2022). **2ª Revisão Ordinária de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralmente**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: 05/01/2023.

FILL, H. D. **O Método da energia natural como técnica de simulação em estudos energéticos**. Revista Técnica do Instituto de Engenharia do Paraná, Curitiba, v. 20, p. 38-44, 1980.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense, 1990.

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – FUSP (2006). **A história da eletricidade no Brasil**. Disponível em: <<http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/conteudodehistoricobrasil.htm>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2023

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. Revista de Administração Pública, p. 295-321, 2008.

IEA – Agência Internacional de Energia. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information>>. Acesso em: 05/02/2023.

JANNUZZI, A. C. **Regulação da Qualidade de Energia Elétrica sob o foco do consumidor**. Dissertação (mestrado). 234 f. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, 2007.

MME – Ministério de Minas e Energia (2004a). **Garantia Física de Energia e Potência: metodologia, diretrizes e processo de implantação**, Nota Técnica MME/SPD/05, Brasília, out/2004.

MME – Ministério de Minas e Energia (2016). **Define a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN**, Portaria nº 102, Brasília, mar/2016.

MME – Ministério de Minas e Energia (2019). **Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da**

operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica, e dá outras providências, Resolução CNPE n° 29, Brasília, dez/2019.

MONTASERI, M.; ADELOYE, A. J. **Critical period of reservoir systems for for planning purposes**. Journal of Hydrology, v. 224, p. 115-136, 1999.

NAGHETTINI, M.; PINTO, É. J. A. **Hidrologia Estatística**. CPRM Serviço Geológico do Brasil, Belo Horizonte, 2007.

NAVEIRO, A. P.; MAÇAIRA, P. M.; OLIVEIRA, F. L. C. “**Energia Natural Afluente por subsistema do Brasil: uma análise de representatividade da Média de Longo Termo (MLT)**” in Anais do XLVIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Vitória, set. 2016.

OENING, A. P.; MARCILIO, D. C.; BESSA, M. R.; MATIOLI, L. C.; KLEINA, M.; BLOOT, M. L. **Pontos interiores versus lagrangeano aumentado na otimização do despacho hidrotérmico**. XXXIV CONGRESSO NACIONAL DE MATEMÁTICA APLICADA E COMPUTACIONAL. Águas de Lindóia (SP), 2012.

OLIVEIRA, F. J. A. **O planejamento da operação energética no sistema interligado nacional: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga**. 402 p. São Paulo: Artliber, 2020.

OLIVEIRA, F. L. C.; SOUZA, R. C.; MARCATO, A. L. **A time series model for building scenarios trees applied to stochastic optimisation**. Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 67, p. 315-323, 2015.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (2008). **Procedimentos de Rede, submódulo 7.7: Metodologia de cálculo da energia e da potência asseguradas de usinas despachadas centralizadamente**. Revisão 0.3.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (2021). **Plano da Operação Energética (PEN)**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN_2021_VF.pdf>. Acesso em: 15/12/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016). **Critérios para estudos hidrológicos**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2023%2F>

Subm%C3%B3dulo%2023.5%2FSubm%C3%B3dulo%2023.5%202016.12.pdf>.

Acesso em: 21/05/2023.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 21/12/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 21/12/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/ena-diario-por-bacia>>. Acesso em: 25/12/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx>. Acesso em: 25/12/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sar/sin#:~:text=Reservat%C3%B3rio%20equivalente%3A%20Reservat%C3%B3rio%20abstrato%20que,Reservat%C3%B3rio%20do%20Sistema%20Interligado%20Nacional>>. Acesso em: 23/01/2023.

PÉRICO, G. **Avaliação Estocástica dos Efeitos de Reservatórios da Expansão de um Sistema Hidrelétrico**. Dissertação (mestrado). 175 f. Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Universidade Federal do Paraná, 2014.

SANTOS, F. M. **Sistema Elétrico Brasileiro: Histórico, Estrutura e Análise de Investimentos no Setor**. Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2015.

SANTOS, L. S. **Análise do Potencial de Inserção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no SIN**. Dissertação (mestrado). 221 f. Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Universidade Federal do Paraná, 2022.

SEGUNDO, M. M. M. **Valoração da Energia Gerada por Pequenas Centrais Hidrelétricas no Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação (mestrado) 112 f. Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Universidade Federal do Paraná, 2018.

SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. SagraLuzzatto, 2001.

SOUZA, C. M. R.; GALLO, F. **“A reestruturação do setor elétrico brasileiro: Sistema Interligado Nacional e a energia elétrica como mercadoria”** in Anais do V Simpósio Nacional de Geografia Política, Território e Poder, Alfenas, jun. 2019.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica.** Maurício Tiomno Tolmasquim (coord) - Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE): Rio de Janeiro, 2016. 452 p.

WESTIN, L.G.F.; CONCEIÇÃO, L.R.; BORTONI, E.C.; MARCATO, A.L.M.; RIBEIRO, C.B.d.M.; HONÓRIO, L.d.M. **Evaluating the Impact of Streamflow Rating Curve Precision on Firm Energy of Hydropower Plants.** Water 2021, 13, 1016. <https://doi.org/10.3390/w13081016>.

APÊNDICE 1 – LISTA DAS UHE'S ESTUDADAS

Código UHE	Nome	Subsistema	Regime	Participação na EF (%)	EF Antiga (MWmed)	EF Nova (MWmed)	Mudança de EF (%)	Mudança de Participação (%)
1	Camargos	Sudeste	Reservatório	0,26%	78,13	97,21	-19,63%	-17,30%
2	Itutinga	Sudeste	Fio d'água					
4	Funil-Grande	Sudeste	Fio d'água					
6	Furnas	Sudeste	Reservatório	2,29%	681,24	710,93	-4,18%	-1,40%
7	Mascarenhas de Moraes	Sudeste	Reservatório	1,62%	482,27	509,37	-5,32%	-2,57%
8	Estreito	Sudeste	Fio d'água					
9	Jaguara	Sudeste	Fio d'água					
10	Igarapava	Sudeste	Fio d'água					
11	Volta Grande	Sudeste	Fio d'água					
12	Porto Colômbia	Sudeste	Fio d'água					
14	Caconde	Sudeste	Reservatório	0,12%	36,21	34,93	3,67%	6,68%
15	E. da Cunha	Sudeste	Fio d'água					
16	A.S.Oliveira	Sudeste	Fio d'água					
17	Marimbondo	Sudeste	Reservatório	3,25%	968,25	925,50	4,62%	7,66%
18	Água Vermelha	Sudeste	Reservatório	3,57%	1065,07	1020,51	4,37%	7,39%
20	Batalha	Sudeste	Reservatório	0,23%	67,24	100,25	-32,93%	-30,98%
21	Serra do Facão	Sudeste	Reservatório	0,44%	132,22	173,67	-23,87%	-21,66%
24	Emborcação	Sudeste	Reservatório	1,25%	373,50	502,07	-25,61%	-23,45%
25	Nova Ponte	Sudeste	Reservatório	0,91%	272,61	282,06	-3,35%	-0,55%
26	Miranda	Sudeste	Reservatório	0,30%	88,35	105,08	-15,91%	-13,47%
27	Capim Branco 1	Sudeste	Reservatório	0,21%	62,56	70,84	-11,68%	-9,12%
28	Capim Branco 2	Sudeste	Fio d'água					
29	Corumbá IV	Sudeste	Reservatório	0,25%	73,24	80,80	-9,36%	-6,73%
30	Corumbá I	Sudeste	Reservatório	0,56%	167,47	177,07	-5,42%	-2,67%
31	Itumbiara	Sudeste	Reservatório	3,23%	962,47	1119,63	-14,04%	-11,54%
32	Cachoeira Dourada	Sudeste	Fio d'água					

Código UHE	Nome	Subsistema	Regime	Participação na EF (%)	EF Antiga (MWmed)	EF Nova (MWmed)	Mudança de EF (%)	Mudança de Participação (%)
33	São Simão	Sudeste	Reservatório	3,72%	1108,75	1076,99	2,95%	5,94%
34	Ilha Solteira	Sudeste	Reservatório	9,81%	2923,82	2771,87	5,48%	8,54%
37	Barra Bonita	Sudeste	Reservatório	1,08%	321,81	259,09	24,21%	27,82%
38	A.S. Lima	Sudeste	Fio d'água					
39	Ibitinga	Sudeste	Fio d'água					
40	Promissão	Sudeste	Reservatório	1,47%	439,20	366,47	19,85%	23,32%
42	N. Avanhandava	Sudeste	Fio d'água					
43	Três Irmãos	Sudeste	Reservatório	1,79%	532,16	438,34	21,40%	24,92%
45	Jupiá	Sudeste	Fio d'água					
46	Porto Primavera	Sudeste	Fio d'água					
47	A.A. Laydner	Sudeste	Reservatório	0,57%	170,81	174,47	-2,10%	0,74%
48	Piraju	Sudeste	Fio d'água					
49	Chavantes	Sudeste	Reservatório	0,80%	237,33	246,68	-3,79%	-1,00%
50	L.N. Garcez	Sudeste	Fio d'água					
51	Canoas II	Sudeste	Fio d'água					
52	Canoas I	Sudeste	Fio d'água					
57	Mauá	Sul	Reservatório	0,45%	133,85	113,04	18,40%	21,84%
61	Capivara	Sudeste	Reservatório	2,47%	736,04	703,25	4,66%	7,70%
62	Taquaruçu	Sudeste	Fio d'água					
63	Rosana	Sudeste	Fio d'água					
66	Itaipu	Sudeste	Reservatório	15,58%	4642,84	3819,36	21,56%	25,09%
71	Santa Clara (PR)	Sul	Reservatório	0,15%	44,71	50,04	-10,64%	-8,05%
72	Fundão	Sul	Fio d'água					
74	G.B. Munhoz	Sul	Reservatório	1,33%	396,43	416,02	-4,71%	-1,94%
76	Segredo	Sul	Reservatório	0,69%	206,32	192,22	7,33%	10,45%
77	Salto Santiago	Sul	Reservatório	1,86%	554,10	554,82	-0,13%	2,77%
78	Salto Osório	Sul	Fio d'água					
82	Salto Caxias	Sul	Fio d'água					

Código UHE	Nome	Subsistema	Regime	Participação na EF (%)	EF Antiga (MWmed)	EF Nova (MWmed)	Mudança de EF (%)	Mudança de Participação (%)
83	Baixo Iguaçu	Sul	Fio d'água					
86	Barra Grande	Sul	Reservatório	0,65%	193,77	191,05	1,42%	4,37%
88	São Roque	Sul	Reservatório	0,28%	84,22	62,99	33,70%	37,58%
89	Garibaldi	Sul	Reservatório	0,14%	41,57	34,27	21,29%	24,81%
90	Campos Novos	Sul	Reservatório	0,20%	58,42	49,13	18,91%	22,36%
91	Machadinho	Sul	Reservatório	0,78%	233,62	211,89	10,26%	13,46%
92	Itá	Sul	Fio d'água					
93	Passo Fundo	Sul	Reservatório	0,21%	61,54	53,65	14,71%	18,04%
94	Monjolinho	Sul	Fio d'água					
95	Quebra Queixo	Sul	Reservatório	0,06%	19,24	6,84	181,16%	189,32%
97	Castro Alves	Sul	Fio d'água					
98	Monte Claro	Sul	Fio d'água					
99	14 de Julho	Sul	Fio d'água					
101	São José	Sul	Fio d'água					
102	Passo São João	Sul	Fio d'água					
103	Foz do Chapecó	Sul	Fio d'água					
111	Passo Real	Sul	Reservatório	0,77%	229,33	147,63	55,34%	59,85%
112	Jacuí	Sul	Fio d'água					
113	Itaúba	Sul	Fio d'água					
114	Dona Francisca	Sul	Fio d'água					
115	G.P. Souza	Sul	Reservatório	0,06%	17,07	16,30	4,72%	7,76%
119	Henry Borden	Sudeste	Fio d'água					
120	Jaguari	Sudeste	Reservatório	0,09%	26,57	27,90	-4,79%	-2,02%
121	Paraibuna/PA	Sudeste	Reservatório	0,26%	77,32	73,56	5,11%	8,16%
122	S.Branca PAR	Sudeste	Reservatório	0,21%	62,42	55,80	11,87%	15,12%
123	Funil PB SUL	Sudeste	Reservatório	0,48%	141,95	130,90	8,44%	11,58%
126	Picada	Sudeste	Fio d'água					
127	Sobragi	Sudeste	Fio d'água					

Código UHE	Nome	Subsistema	Regime	Participação na EF (%)	EF Antiga (MWmed)	EF Nova (MWmed)	Mudança de EF (%)	Mudança de Participação (%)
129	Simplicio	Sudeste	Fio d'água					
130	Ilha dos Pombos	Sudeste	Fio d'água					
131	Nilo Peçanha	Sudeste	Fio d'água					
133	Pereira Passos	Sudeste	Fio d'água					
134	Salto Grande	Sudeste	Fio d'água					
135	Porto Estrela	Sudeste	Reservatório	0,09%	28,09	42,44	-33,80%	-31,88%
139	Candonga	Sudeste	Fio d'água					
141	Baguari	Sudeste	Fio d'água					
143	Aimorés	Sudeste	Fio d'água					
144	Mascarenhas	Sudeste	Fio d'água					
148	Irapé	Sudeste	Reservatório	0,29%	86,17	140,79	-38,80%	-37,02%
153	São Domingos	Sudeste	Fio d'água					
154	Itapebi	Nordeste	Fio d'água					
155	Retiro Baixo	Sudeste	Reservatório	0,06%	17,85	36,33	-50,86%	-49,43%
156	Três Marias	Sudeste	Reservatório	1,50%	445,99	536,96	-16,94%	-14,53%
162	Queimado	Sudeste	Reservatório	0,08%	24,89	42,59	-41,57%	-39,87%
169	Sobradinho	Nordeste	Reservatório	4,48%	1333,49	2100,49	-36,52%	-34,67%
172	Itaparica	Nordeste	Reservatório	2,31%	687,23	1099,16	-37,48%	-35,66%
176	COMP PAF-MOX	Nordeste	Fio d'água					
178	Xingó	Nordeste	Fio d'água					
183	Fontes A	Sudeste	Fio d'água					
184	Fontes BC	Sudeste	Fio d'água					
189	Pedra do Cavalo	Nordeste	Reservatório	0,11%	33,03	57,15	-42,20%	-40,52%
190	Boa Esperança	Nordeste	Reservatório	1,13%	337,87	333,57	1,29%	4,23%
192	Guilman Amorim	Sudeste	Fio d'água					
193	Sá Carvalho	Sudeste	Fio d'água					
195	Jauru	Sudeste	Fio d'água					
196	Guaporé	Sudeste	Fio d'água					

Código UHE	Nome	Subsistema	Regime	Participação na EF (%)	EF Antiga (MWmed)	EF Nova (MWmed)	Mudança de EF (%)	Mudança de Participação (%)
203	Corumbá III	Sudeste	Reservatório	0,19%	57,00	55,78	2,18%	5,14%
204	Cachoeira Caldeirão	Norte	Fio d'água					
215	Salto Pilião	Sul	Fio d'água					
217	Rosal	Sudeste	Fio d'água					
227	Sinop	Sudeste	Reservatório	1,51%	449,29	563,23	-20,23%	-17,91%
228	Colíder	Sudeste	Fio d'água					
229	Teles Pires	Sudeste	Fio d'água					
230	São Manoel	Sudeste	Fio d'água					
241	Salto Verدينho	Sudeste	Fio d'água					
249	Ourinhos	Sudeste	Fio d'água					
251	Serra da Mesa	Sudeste	Reservatório	2,49%	740,89	788,11	-5,99%	-3,26%
252	Cana Brava	Sudeste	Fio d'água					
253	São Salvador	Sudeste	Fio d'água					
257	Peixe Angical	Sudeste	Reservatório	0,83%	246,53	327,66	-24,76%	-22,58%
261	Lajeado	Sudeste	Fio d'água					
262	Salto	Sudeste	Fio d'água					
267	Estreito TOC	Norte	Fio d'água					
272	Curuá Una	Norte	Reservatório	0,45%	135,09	122,84	9,97%	13,16%
275	Tucuruí	Norte	Reservatório	15,50%	4616,98	4977,64	-7,25%	-4,55%
276	Rondon 2	Sudeste	Reservatório	0,26%	77,63	66,24	17,19%	20,59%
277	Balbina	Norte	Reservatório	2,43%	725,26	658,52	10,13%	13,33%
278	Manso	Sudeste	Reservatório	0,52%	153,49	185,19	-17,12%	-14,71%
279	Samuel	Sudeste	Reservatório	0,89%	265,31	257,74	2,94%	5,92%
280	Coaracy Nunes	Norte	Fio d'água					
281	Ponte de Pedra	Sudeste	Fio d'água					
283	Santa Clara MG	Sudeste	Fio d'água					
284	Ferreira Gomes	Norte	Fio d'água					
285	Jirau	Sudeste	Fio d'água					

Código UHE	Nome	Subsistema	Regime	Participação na EF (%)	EF Antiga (MWmed)	EF Nova (MWmed)	Mudança de EF (%)	Mudança de Participação (%)
286	Santo Ant. do Jari	Norte	Fio d'água					
287	Santo Antônio	Sudeste	Fio d'água					
288	Belo Monte	Norte	Fio d'água					
290	Espora	Sudeste	Reservatório	0,21%	61,70	44,92	37,37%	41,35%
304	Itiquira I	Sudeste	Fio d'água					
305	Itiquira II	Sudeste	Fio d'água					
309	Juruena	Sudeste	Fio d'água					
310	Dardanelos	Sudeste	Fio d'água					
311	Caçu	Sudeste	Reservatório	0,22%	65,48	67,95	-3,65%	-0,85%
312	Barra Coqueiros	Sudeste	Fio d'água					
314	Belo Monte Comp.	Norte	Fio d'água					
315	Foz do Rio Claro	Sudeste	Fio d'água					