

idp

idp

MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA

**IMPACTO DA REVISÃO ORDINÁRIA DE GARANTIA FÍSICA
DE USINAS HIDRELÉTRICAS: ANÁLISE DO RISCO
HIDROLÓGICO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

CHRISTIANY SALGADO FARIA

Brasília-DF, 2024

CHRISTIANY SALGADO FARIA

**IMPACTO DA REVISÃO ORDINÁRIA DE GARANTIA
FÍSICA DE USINAS HIDRELÉTRICAS:
UM OLHAR SOBRE A ATUAÇÃO DA CAIXA ECONÔMICA
FEDERAL FRENTE AO DESENVOLVIMENTO DAS
CAPACIDADES ESTATAIS SUBNACIONAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Economia, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador

Professor Doutor Thiago Costa Monteiro Caldeira

Brasília-DF 2024

CHRISTIANY SALGADO FARIA

**IMPACTO DA REVISÃO ORDINÁRIA DE GARANTIA
FÍSICA DE USINAS HIDRELÉTRICAS:
ANÁLISE DO RISCO HIDROLÓGICO NO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Economia, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovado em 19 / 07 / 2024

Banca Examinadora

Prof. Dr. Thiago Costa Monteiro Caldeira - Orientador

Profa. Dra. Angela Livino

Prof. Dr. Gabriel G. Fiuza de Bragança

Prof. Dr. Marcio Andrey Roselli

F224i Faria, Christiany Salgado
Impacto da revisão ordinária de garantia física de usinas hidrelétricas:
análise do risco hidrológico no setor elétrico brasileiro / Christiany Salgado
Faria. – Brasília: IDP, 2024.

60 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Dissertação) – Instituto Brasileiro de
Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP, Mestrado profissional em
Economia, Brasília, 2021.

Orientador: Prof Dr. Thiago Costa Monteiro Caldeira

1. Garantias fiscais. 2. Risco hidrológico. 3. Usinas hidroelétricas. I. Título.

CDD: 330

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Ministro Moreira Alves
Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa

AGRADECIMENTOS

A conclusão desta dissertação é o resultado de uma jornada intensa e desafiadora que envolveu a conciliação entre a carreira profissional, os estudos e a vida familiar. Agradeço intensamente a todos que estiveram ao meu lado durante essa trajetória.

Ao meu orientador, Thiago Caldeira, pela sensibilidade e sabedoria na condução deste trabalho, proporcionando um ambiente de aprendizado e crescimento desde o início até a conclusão.

Ao meu coorientador, Cassio Giuliani Carvalho, que com a grandeza de seu coração, compartilhou sua inteligência e experiência comigo, oferecendo conselhos e orientação constantes ao longo de todo o percurso.

Aos meus amigos Adriano Jeronimo e Antônio Costa Pella, que foram incansáveis nas discussões e reflexões sobre este trabalho, sempre dispostos a colaborar e a enriquecer o desenvolvimento deste estudo com suas ideias e sugestões.

Aos meus pais, Irineu e Zaia, pelo cuidado e carinho comigo. E ao meu querido Rafael, cuja paciência, amor e apoio foram essenciais para que eu pudesse concluir este mestrado. Sua compreensão nos momentos de ausência e seu incentivo incessante me deram forças para nunca parar.

A todos, o meu mais sincero agradecimento.

RESUMO

Este trabalho avalia eventual impacto na medida agregada de risco hidrológico das usinas hidrelétricas provocado pela Revisão Ordinária das Garantias Físicas de Energia publicada em 2017, com vigência a partir de 2018. Para isso são utilizados como proxy da contribuição individual das usinas para a medida de risco agregada o quociente do histórico de geração de energia de 2012 a 2022 pela garantia física antes e após o impacto da revisão. Foi utilizado o método das Diferenças em Diferenças, com variáveis de controle como vazão e as paradas forçadas, em base anual. Os resultados da modelagem mostram que o indicador de risco hidrológico para o grupo tratamento não apresentou melhoria, contrariando uma das hipóteses do estudo de que ocorreria uma evolução positiva nesse indicador. Os resultados indicam que a revisão de garantia física teve um impacto significativo na medida do risco hidrológico, mas não melhorou seus índices. Ao contrário das expectativas, houve uma redução dos índices após a implementação da política. Esse comportamento pode ser atribuído à grande penetração de usinas eólicas e solares fotovoltaicas na matriz energética, que deslocam a geração hidráulica, e à redução da capacidade de regularização dos reservatórios das UHEs devido à ausência de construções de novas usinas. Estudos futuros devem avaliar a eficácia das políticas regulatórias vigentes, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia e a integração energética regional. Esses estudos podem subsidiar a gestão do risco hidrológico e as revisões de garantias físicas de hidrelétricas, auxiliando os formuladores de políticas públicas do setor elétrico brasileiro.

Palavras chave: Risco Hidrológico, Garantias Físicas de Energia, Usinas Hidrelétricas.

Classificação JEL: L94, L98.

ABSTRACT

This work evaluates the potential impact on the aggregate measure of hydrological risk of hydroelectric plants caused by the ordinary revision of physical energy guarantees published in 2017, effective from 2018. To do this, the proxy for the individual contribution of the plants to the aggregate risk measure is the ratio of the energy generation history from 2012 to 2022 by the physical guarantee before and after the impact of the revision. The Difference-in-Differences method was used, with control variables such as flow and forced outages, on an annual basis. The modeling results show that the hydrological risk indicator for the treatment group did not show improvement, contrary to one of the hypotheses of the study that there would be a positive evolution in this indicator. The results indicate that the revision of the physical guarantee had a significant impact on the hydrological risk measure but did not improve its indices. Contrary to expectations, there was a reduction in the indices after the implementation of the policy. This behavior can be attributed to the large penetration of wind and solar photovoltaic plants in the energy matrix, which displace hydraulic generation, and the reduction in the regulation capacity of hydropower power plant reservoirs due to the lack of new plant constructions. Future studies should assess the effectiveness of current regulatory policies, the development of energy storage technologies, and regional energy integration. These studies can support the management of hydrological risk and the revisions of physical guarantees of hydroelectric plants, aiding policymakers in the Brazilian electric sector.

Keywords: Hydrological Risk, Physical Energy Guarantees, Hydroelectric Power Plants.

JEL Classification: L94, L98.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CMO	Custo Marginal de Operação
Decomp	Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo
DiD	Método das Diferenças em Diferenças
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia Física de Energia
GEE	Geração de Energia Elétrica
GSF	Generation Scaling Factor (Medida de Risco Hidrológico)
IDP	Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
Newave	Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço Líquido de Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação Energética
PSM	Propensity Score Matching (Pareamento por Escore de Propensão)
ROGF	Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
UHE	Usina Hidrelétrica

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Relação entre o GSF e a Média das Bandeiras Tarifárias ao Longo dos Anos	14
Figura 2 Energia Natural Afluyente x GSF (2001 a 2023)	19
Figura 3 Evolução do Risco Hidrológico - Parâmetro GSF.	22
Figura 4 Relação entre o GSF e a Participação da Geração Térmica mais Cara no Total de Energia Gerada do SIN	27
Figura 5 Evolução do Risco Hidrológico – Após PSM	37
Figura 6 Estimativas dos Efeitos do Tratamento sobre o GSF.	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1

Matriz Elétrica Brasileira

18

Tabela 2

Pré Pareamento

35

Tabela 3

Pós Pareamento

36

Tabela 4

Resultados do Modelo de Estudo de Eventos para o GSF

42

Tabela 5

Resultados - Caso Base, Sensibilidades 1, 2 e 3

45

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 13

- 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA..... 13
- 1.2 MOTIVAÇÃO..... 13
- 1.3 PERGUNTA E HIPÓTESE DE RESPOSTA..... 15
- 1.4 DELIMITAÇÃO DO ESCOPO DO ESTUDO 15
- 1.5 ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO..... 16

2. REVISÃO DA LITERATURA 18

- 2.1 RISCO HIDROLÓGICO, OPERAÇÃO CENTRALIZADA E O MRE 18
- 2.2 GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA..... 21
- 2.3 O GSF 21
- 2.4 ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO 23

3. BASE DE DADOS E METODOLOGIA.....33

- 3.1 BASE DE DADOS..... 33
- 3.2 PAREAMENTO POR ESCORE DE PROPENÇÃO (PSM) 34
- 3.3 MÉTODO DAS DIFERENÇAS EM DIFERENÇAS (DID)..... 38
- 3.4 ESPECIFICAÇÃO DO MODELO DID 39

4. RESULTADOS 42

- 4.1 CASO BASE 44
- 4.2 SENSIBILIDADE 1: COVARIÁVEL - LOG DA VAZÃO 45
- 4.3 SENSIBILIDADE 2: COVARIÁVEL - VAZÃO..... 45
- 4.4 SENSIBILIDADE 3: COVARIÁVEL - TEIF..... 45

5. CONCLUSÃO 48

REFERÊNCIAS52

APÊNDICES 60



1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Risco pode ser definido como a probabilidade de ocorrência de um evento adverso (Knight, 2002). O evento adverso, ou seja, evento indesejado que caracteriza o risco hidrológico são os custos que o agente hidrelétrico pode vir a arcar em decorrência da operação centralizada existente no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Esses custos podem decorrer da possibilidade de a energia alocada ao seu empreendimento ser inferior aos seus compromissos contratuais em virtude, por exemplo, de baixas afluições, ou em decorrência da otimização do uso da água implicar heurísticas de esvaziamento de reservatórios que prejudicam usinas a montante da bacia hídrica.

A energia hidrelétrica, sendo uma das principais fontes da matriz elétrica do Brasil, requer uma gestão eficaz do risco hidrológico. A Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia (ROGF), que ocorreu em 2017, tem potencial de influenciar os índices do Generation Scaling Factor (GSF), que nada mais é a medida de risco hidrológico, afetando a economia do setor e o custo da energia para os consumidores.

Analisar o impacto da ROGF no GSF pode contribuir para um melhor entendimento das implicações regulatórias na gestão de riscos em sistemas hidrelétricos. Essa análise pode orientar intervenções públicas baseadas na previsibilidade e segurança jurídica, beneficiando geradores e consumidores de energia. Este artigo preenche uma lacuna na literatura ao focar na ROGF de 2017 e seu impacto no GSF, oferecendo uma base para futuras pesquisas e contribuindo para melhorias na modelagem financeira, no planejamento da operação e da expansão da geração de energia elétrica, na gestão de riscos e na formulação de políticas públicas.

1.2 MOTIVAÇÃO

Quando o GSF se posiciona abaixo de 100%, como observado em 2017 com 79,4% e em 2018 com 81,3% (Brasil, 2023a), tem-se um cenário de desafios para o SEB. Essa situação, caracterizada pela produção

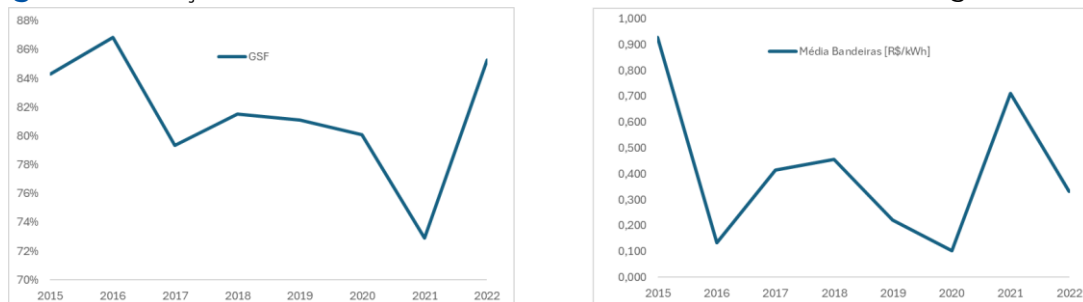
insuficiente de energia pelas Usinas Hidrelétricas (UHEs) em relação aos volumes contratados, resulta em um desequilíbrio entre oferta e demanda. Diante disso, os geradores hídricos são forçados a adquirir energia, no mercado de curto prazo, de outras fontes, como por exemplo, as termelétricas, que produzem energia a preços mais elevados. Essa situação decorre de circunstâncias como escassez hídrica, que intensificam a demanda e elevam os custos de energia nesse mercado.

A necessidade de compra de energia a um custo superior impõe pressão sobre as margens financeiras dos geradores, afetando diretamente sua rentabilidade. Além disso, a dependência de um mercado caracterizado por volatilidade e preços incertos introduz um elemento de risco financeiro nas operações dos geradores, que não somente atinge sua estabilidade financeira, mas também é repassado aos preços finais da energia elétrica.

Desde 2012 o GSF deixou de ser um risco dos geradores hidrelétricos cujas concessões foram renovadas sob a forma de cotas e se tornou um ônus do consumidor (Brasil, 2012; Brasil, 2013). Além disso, o GSF é um dos fatores considerados no sistema de bandeiras tarifárias, que representadas por cores - verde, amarela e vermelha 1 e vermelha 2 -, indicam aos consumidores se o custo da energia será mais alto ou mais baixo, dependendo das condições de geração de energia.

Quando o GSF diminui, indicando um aumento do risco hidrológico, há maior probabilidade de ativação das bandeiras amarela ou vermelha. Isso significa que os consumidores pagarão mais pela energia elétrica, refletindo os custos mais altos de geração sob condições hídricas adversas. Por inspeção dos gráficos da Figura 1, que apresenta o histórico do GSF e a média aritmética das bandeiras tarifárias desde a sua criação, verifica-se este comportamento para 2015-2016, 2016-2017, 2020-2021 e 2021-2022.

Figura 1 – Relação entre o GSF e a Média das Bandeiras Tarifárias ao Longo dos Anos



Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil, 2023a e Brasil, 2024b.

1.3 PERGUNTA E HIPÓTESE DE RESPOSTA

Diante deste cenário, surge a indagação que norteará este trabalho: a revisão ordinária de garantia física de energia, realizada pelo MME em 2017, com vigência a partir de 2018, teve algum impacto sobre o GSF?

A partir do problema de pesquisa, são propostas duas hipóteses a serem estudadas:

H1: A revisão de garantia física de energia (GF) impactou o GSF nos anos subsequentes.

H2: A revisão de GF atuou para elevar os índices de GSF a patamares próximos de um.

1.4 DELIMITAÇÃO DO ESCOPO DO ESTUDO

O estudo tem foco no “tratamento” que vigorou a partir de 2018, com a revisão das garantias físicas ocorrida em 2017. Neste estudo, foi arbitrado o intervalo de informações de 2012 a 2022, de modo a abarcar alguns anos antes e após 2018 para observar os efeitos do grupo “tratamento” em comparação ao grupo “controle”, que não passou pela revisão da garantia física.

Para garantir uma análise mais isenta de variáveis exógenas que possam comprometer a interpretação dos resultados, é preciso considerar que em 2014, 2020 e 2021 aconteceram problemas de suprimento, com redução significativa do nível dos reservatórios hidrelétricos, que podem afetar a análise. Especialmente em 2020 e 2021, pois durante este biênio, o Brasil enfrentou uma das mais severas crises hídricas dos últimos 90 anos, que impactou os níveis de armazenamento dos reservatórios das UHEs, tornando-os incomumente baixos, o que resultou em condições atípicas que poderiam introduzir distorções na análise no que se refere às variações no GSF que não seriam representativas das condições normais do setor.

Assim, cabe atentar mais para o período entre 2015 e 2019 para que a avaliação se mostre mais objetiva e desvinculada de anomalias climáticas extraordinárias, permitindo uma melhor compreensão do real impacto da ROGF na gestão do risco hidrológico.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO

O presente estudo está organizado em distintas seções que compõem a sua estrutura. Na Seção 2, o referencial teórico é apresentado, oferecendo um panorama dos principais conceitos, teorias e estudos anteriores relacionados à GF de UHEs e à gestão do risco hidrológico no contexto brasileiro. Esta seção tem como objetivo contextualizar a pesquisa no cenário mais amplo de estudos e políticas sobre o tema. Já a Seção 3 é dedicada à metodologia, em que são detalhados a abordagem adotada para analisar o impacto da ROGF nas UHEs e no comportamento do risco hidrológico, bem como os métodos, técnicas, ferramentas e procedimentos utilizados para a coleta, análise e interpretação dos dados. Por fim, na Seção 4, os resultados esperados do estudo visam esclarecer o impacto da ROGF sobre o gerenciamento do GSF nas UHEs, utilizando uma análise quantitativa de dados para discernir tendências e correlações significativas no período estudado.



2

REVISÃO DA LITERATURA

2.1 RISCO HIDROLÓGICO, OPERAÇÃO CENTRALIZADA E O MRE

No SEB, 54% da capacidade de geração é oriunda de fonte hidrelétrica, sendo em sua maioria conectada entre si pelo Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tabela 1 – Matriz Elétrica Brasileira		
Tipo	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	103.213.069,00	50,93%
UTE	46.212.744,31	22,80%
EOL	30.639.353,86	15,12%
UFV	13.935.742,57	6,88%
PCH	5.822.656,57	2,87%
UTN	1.990.000,00	0,98%
CGH	849.546,88	0,42%
Total	202.663.113,19	100%

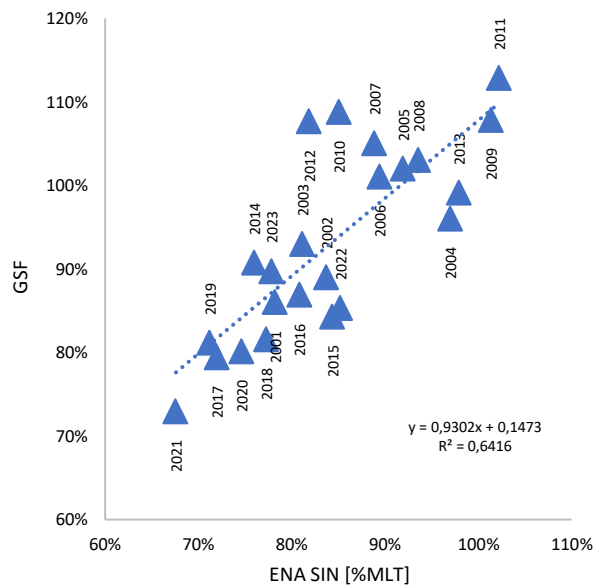
Fonte: Brasil, 2024a.

Esta hidreletricidade depende da água afluyente aos rios originada de chuvas com diferentes níveis de incertezas de volume, bacia hídrica e data de ocorrência.

A vazão de água que aflui às UHEs, convertida em energia elétrica a partir dos parâmetros das usinas, formam o que se conhece por Energia Natural Afluyente (ENA). A maior parte desta ENA é armazenada nos reservatórios de elevação e acumulação das hidrelétricas e passa pelas turbinas das usinas, fazendo funcionar seus geradores de energia elétrica, que finalmente atende à carga do sistema que engloba os requisitos de consumo e perdas. Conforme (Brasil, 2019), a ENA é um fator explicativo importante do

comportamento agregado da geração, que tem rebatimento no desempenho do GSF. Na Figura 2, é apresentada a correlação entre estes fatores a partir de dados atualizados até 2023.

Figura 2 – Energia Natural Afluyente x GSF (2001 a 2023)



Fonte: Elaboração própria com dados atualizados de Brasil, 2019.

Neste trabalho, como a análise é clusterizada para empreendimentos individualizados que passaram pela intervenção de revisão de garantia física, diferente da abordagem realizada em Brasil (2019), o melhor fator explicativo do GSF é o próprio histórico de geração.

O SIN conta com diversas fontes que usam como fonte primária combustíveis comprados. Quanto mais energia de hidreletricidade é produzida, haverá menos necessidade de se utilizar energia a partir destes energéticos mais caros.

Assim, é preciso maximizar o uso da água tendo em vista um sistema de transmissão de um país continental, que interliga eletricamente a geração hídrica de bacias com distintos regimes de chuva e, ainda, com diferentes agentes numa mesma bacia hídrica.

No contexto de uma cascata de usinas geradoras situadas em uma mesma bacia hídrica, em que a água que passa pelas turbinas de uma usina mais alta, próxima às nascentes (montante) passará por outra usina rio abaixo, mais próxima à foz (jusante), uma heurística de utilização dos reservatórios naturalmente se define: de se buscar

esvaziar os reservatórios de cima, de modo que o volume de água passe pelas turbinas das usinas de baixo quando os reservatórios destas ainda estejam no maior nível d'água possível e, portanto, com maior energia potencial, otimizando o aproveitamento da água da bacia hídrica.

No Brasil, há o instituto da operação centralizada, em que os agentes não definem o momento e a intensidade de geração dos seus empreendimentos. Esta tarefa cabe ao Operador Nacional do Sistema (ONS), órgão responsável por definir as metas de geração hidrotérmica de forma a maximizar a geração global ao menor custo. Estabelecendo, dessa forma, a operação de hidrelétricas em diferentes altitudes em uma mesma bacia hídrica ou em diferentes bacias, sujeitas regimes de chuva distintos, dada a magnitude continental do país.

Em períodos com maior disponibilidade hídrica o preço da energia é mais baixo, pois proporcionalmente há maior geração hidrelétrica. Quando a água começa a escassear, nos períodos secos, a energia elétrica é mais cara, pois há maior frequência e intensidade de geração termelétrica. Essa questão recorrente, associada à heurística de deplecionamento, produz a situação em que agentes hidrelétricos de usinas mais próximas às nascentes dos rios seriam sistematicamente prejudicados, caso arcassem individualmente com o risco hidrológico, pois acumulariam sua maior geração em períodos úmidos, quando a energia elétrica é mais barata. Nos períodos secos estes geradores estariam com volume do reservatório menor e, portanto, queda líquida e energia potencial menores; justamente quando o preço da energia é mais elevado.

Segundo Carvalho (2024), dado que não possuem controle sobre sua própria produção, não é razoável que os geradores hidrelétricos assumam individualmente os riscos financeiros decorrentes de uma produção energética insuficiente para o atendimento de seus contratos, o que justifica a implementação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para lidar com este problema que possui caráter econômico, de minimizar custos de geração global e custos individuais decorrentes da operação centralizada, e energético, de otimizar o uso da água, maximizando a produção de energia elétrica.

O MRE foi criado para atenuar a variabilidade hídrica a qual é submetido o gerador no que tange a diferença nos padrões de vazões existentes entre diferentes bacias, considerando o contexto da época em que se predominava, no segmento de geração de energia, a

presença da Eletrobras, por meio de suas subsidiárias que atuavam como proprietárias das UHEs nas diversas regiões do país: Chesf, Furnas, Eletronorte e Gerasul. No atual contexto, com usinas de propriedade de diferentes agentes, o MRE também mitiga o risco hidrológico das diferenças de preços entre períodos secos e úmidos dentro da mesma bacia, decorrentes da operação centralizada que busca gerar um resultado operativo superior àquele que se geraria caso os agentes atuassem de forma não coordenada. A energia elétrica alocada a cada UHE, para efeito de contabilização, não é a sua geração, mas uma parcela da geração total de todos os agentes do MRE, na proporção de garantia física de energia de cada usina.

2.2 GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA

A GF é um certificado da máxima quantidade de energia elétrica que um determinado empreendimento de geração pode lastrear comercialmente em contratos de longo prazo no SIN.

A GF é definida pelo MME e expressa a “contribuição econômico-energética individual”, definida a partir de um critério de segurança do suprimento, dos empreendimentos (Carvalho, 2024) que são operados de forma conjunta. Primeiro é calculado o montante total de garantia física de energia do sistema, que leva o nome de “carga crítica”, que é a maior carga que o sistema pode atender, segundo determinado critério de suprimento. Para definir a contribuição do subconjunto das hidrelétricas é feita uma média da geração dessas usinas ponderada pelo valor econômico da energia produzida pelo conjunto dos empreendimentos hidrotérmicos e rateado individualmente de forma proporcional à geração média das hidrelétricas nas condições de vazões mais críticas do histórico (Brasil, 2016).

2.3 O GSF

Como apresentado, o MRE é um sistema que, sob a ótica financeira, compartilha os riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração de energia elétrica do SIN, uma vez que a decisão acerca do despacho das UHEs não cabe a esses agentes, mas, sim, ao ONS, que despacha o sistema de maneira centralizada com vistas à otimização dos recursos elétrico-energéticos e consequente redução dos custos de operação (Brasil, 1998).

O MRE, durante o procedimento de contabilização do mercado de energia, rateia a geração do condomínio de usinas por todas as hidrelétricas que o compõe, com objetivo de atender seus respectivos patamares de garantia física, independente da efetiva geração de energia, contanto que o montante global de geração do mecanismo não se situe abaixo da soma total das GFs do SIN (Brasil, 2023b). Assim, o MRE realoca a energia entre os integrantes do “condomínio”, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo.

A razão entre a soma da energia gerada e a soma das garantias físicas das UHEs do MRE é expressa pelo Fator de Ajuste do MRE, conhecido também como GSF, que é uma medida do risco hidrológico.

$$GSF = \frac{GEE}{GF} \quad (1)$$

Sendo:

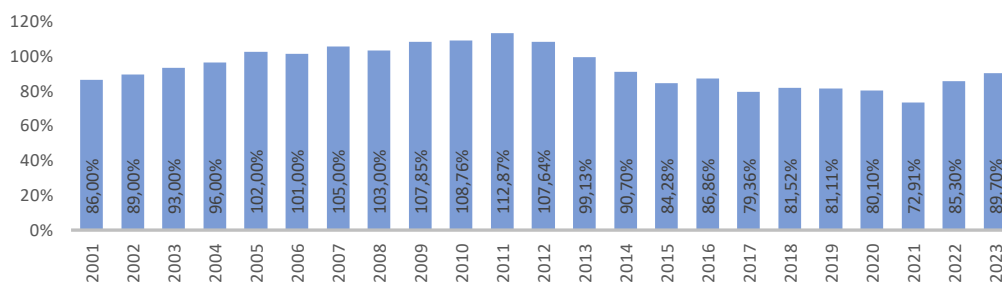
GSF: medida de risco hidrológico;

GEE: soma da geração de energia elétrica apresentada pelas UHEs participantes do MRE;

GF: soma das garantias físicas de energia das UHEs participantes do MRE.

Observou-se uma flutuação do GSF ao longo dos anos, refletindo variações na capacidade de geração das UHEs frente às suas garantias físicas. Na Figura 3, encontram-se os valores de geração mensal em relação à garantia física sazonalizada para o MRE, conforme apurado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Brasil, 2023a).

Figura 3 – Evolução do Risco Hidrológico - Parâmetro GSF.



Fonte: Brasil, 2023a.

A primeira revisão ordinária de garantia física das UHEs foi publicada pela Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004, que considerou a alocação da redução do bloco hidráulico exclusivamente na UHE Itaipu, mantendo inalterados os valores individuais de GF das outras usinas presentes na configuração hidráulica existente àquela época.

Em 2017, o MME conduziu a ROGF das UHEs, conforme o Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que resultou na revisão dos montantes individuais de GF das hidrelétricas. Essa revisão, foco deste estudo, que deve ocorrer a cada cinco anos, resultou em uma redução global da garantia física em 1.317,1 MW médios a partir de 2018 (Brasil, 2017a; Brasil, 2017b), considerando aspectos como usos consuntivos da água e produtividade das usinas. A manutenção do equilíbrio do GSF, com valores próximos a um, é essencial para assegurar a correspondência entre a energia alocada em contratos e a energia efetivamente gerada.

2.4 ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A indústria de energia elétrica globalmente possui diferentes modelos de organização, que variam desde monopólios, em que empresas, muitas vezes estatais, controlam todas as etapas de produção e distribuição, até modelos mais descentralizados que incentivam a competição em níveis atacadistas ou varejistas. Santana (2006) aponta que, no Brasil, a estrutura adotada em 1998, e adaptada em 2004, optou por um modelo híbrido, misturando competição no atacado e no varejo. Entretanto, é válido destacar que apenas um segmento de consumidores, os "livres", realmente têm a liberdade de escolher seus fornecedores, o que limita a plena competição no mercado varejista. Outra peculiaridade é a dominância das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, que traz complexidades na operação e no equilíbrio de oferta e demanda, levando à criação de mecanismos como o MRE, que busca mitigar os riscos associados à variabilidade hídrica a que o gerador individual está sujeito.

Desse modo, tem-se que um dos maiores desafios enfrentados pelo setor é estabelecer incentivos adequados para estimular investimentos privados em novas capacidades, sejam elas em geração, transmissão ou distribuição. No contexto brasileiro, o sistema possui incentivos regulatórios duplos: distribuidoras são obrigadas a garantir, por meio de contratos de longo prazo, 100% do suprimento de energia para seus clientes, os denominados consumidores cativos, enquanto as

geradoras devem respaldar toda a energia vendida com produção própria ou comprar de terceiros lastreado em contratos por meio das garantias físicas de energia. Esta estrutura de mercado e os mecanismos regulatórios adotados influenciam diretamente as dinâmicas de investimento e operação do setor elétrico no país (Santana, 2006).

No contexto do SEB, Sauer (2002) introduz uma perspectiva que transcende a tradicional noção de propriedade associada à construção e operação de UHEs. Argumenta que, embora o empreendedor tenha a responsabilidade de construir as instalações, isso não lhe confere a propriedade da energia assegurada ou da água utilizada. Na realidade, a autoridade e a propriedade são detidas por um "condomínio", o qual é responsável pela tomada de decisões e detém os direitos sobre os recursos hídricos. Esta abordagem elimina riscos inerentes à expansão do setor, como o risco hidrológico, e prioriza a preservação do interesse público, garantindo que o uso de recursos hídricos atenda a demandas sociais, sejam elas conflitantes ou complementares.

O SEB apresenta características particulares que distinguem o país em sua abordagem energética. Segundo Oliveira e Santana (1999), o Brasil é marcado pela existência de grandes usinas hidrelétricas com reservatórios plurianuais, situadas em diferentes bacias hidrológicas interconectadas por vastas linhas de transmissão.

A capacidade instalada do país é em sua maior parte proveniente de hidrelétricas, que respondem por cerca de 54% da matriz elétrica, enquanto a geração térmica contribui com cerca de 23,8% e outras fontes renováveis (eólicas e fotovoltaicas) representam 22% (Brasil, 2024a). Esta configuração permite ao sistema elétrico brasileiro capitalizar as variações sazonais entre diferentes regiões geográficas, assegurando uma complementaridade entre os distintos regimes hidrológicos e firmar outras fontes de geração que possuem grande variabilidade diária de produção de energia como as eólicas e as fotovoltaicas.

A predominância de centrais hidrelétricas implica na necessidade de redes de transmissão devido à distância entre fontes geradoras e os principais centros de consumo. A coexistência de usinas pertencentes a diferentes proprietários em um mesmo rio reforça a relevância de uma operação coordenada (Oliveira e Santana, 1999).

Além disso, o atendimento da demanda em um sistema elétrico com predominância hidrelétrica não é simples, especialmente quando se visa alcançar a eficiência econômica. A operação das usinas em um contexto como o brasileiro não é determinada somente pela capacidade instalada e pela demanda, mas também por variáveis como o nível de armazenamento dos reservatórios e as previsões de afluições. Oliveira e Santana (1999) elucidam que a água armazenada tem um custo de oportunidade associado à probabilidade de vertimentos no futuro. A gestão da água deve levar em consideração não apenas o presente, mas também projeções futuras, incluindo a implementação de novos reservatórios. Tal complexidade, com custos marginais altamente sensíveis ao valor da água, torna o sistema hidrelétrico suscetível a volatilidades. Em razão destes fatores, a comercialização de energia no mercado atacadista, notadamente por UHEs de grande porte tende a ser caracterizada por contratos de longo prazo, desafiando as expectativas de competição.

No estudo de Oliveira (2011), é destacada a reestruturação e a reorganização das entidades no SEB. A ANEEL foi constituída com a missão de regular, fiscalizar e determinar tarifas no âmbito energético. Paralelamente, o ONS assumiu o papel de coordenador dos despachos das centrais e do fluxo energético. A CCEE tem como função a compensação de transações de curto prazo, contabilização e liquidação dos contratos de energia, enquanto a EPE encarrega-se dos estudos e pesquisas que subsidiam o planejamento energético do país. Oliveira (2011) também destaca a atuação do CMSE na supervisão dos níveis dos reservatórios, assegurando que estes não diminuam além dos valores estipulados pelo ONS.

A noção de "energia assegurada", que após a edição do Decreto nº 5.163, de 2004, passou a ser denominada de garantia física de energia é apresentada como um pilar no monitoramento do fornecimento elétrico. Este conceito determina que as hidrelétricas obtenham certificados que assegurem um determinado montante de energia, que posteriormente pode ser ofertado em contratos duradouros para consumidores livres e distribuidoras. Para reforçar financeiramente esse conceito, foi estabelecido o MRE que, segundo Oliveira (2011), centralizou a gestão do risco hidrológico sob a supervisão governamental.

Ademais, os modelos computacionais de despacho das centrais tornaram-se públicos, sendo aceitos pelos agentes do mercado

atacadista para definir despachos e preços no curto prazo. Estes modelos, conforme Oliveira (2011) ressalta, são influenciados por expectativas das entidades como ANEEL e EPE, levando em consideração futuras expansões e demandas de energia. Usando dados passados, estes modelos projetam tendências para o futuro. Pequenas variações nas expectativas têm impactos consideráveis nos preços de curto prazo.

Em seu estudo, Oliveira (2011) enfatiza o papel do ONS em assegurar que a energia armazenada nos reservatórios seja suficiente para suprir a demanda, mantendo-se sempre alinhado com as projeções futuras. O CMSE, por meio de uma curva de aversão ao risco, garante que os reservatórios permaneçam acima de um nível mínimo estabelecido, por vezes definindo despachos de termelétricas por razão de segurança do sistema, logo, fora da ordem de mérito de custo. Assim, protege-se o fluxo financeiro das geradoras contra riscos hidrológicos, transferindo responsabilidades relativas a possíveis racionamentos de energia para entidades governamentais.

Entre os modelos computacionais, destaca-se o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes (Newave), desenvolvido pelo Cepel, utilizado no planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico, que é caracterizado como um sistema hidrotérmico interconectado. Este modelo otimiza a operação de usinas hidrelétricas e termelétricas nos médio e longo prazos, levando em conta incertezas hidrológicas por meio de 2.000 séries hidrológicas sintéticas geradas com base em série de vazões observadas na prática. O Newave é usado no cálculo de preços spot de energia, da garantia física de projetos de geração, para construir o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), elaborado pela EPE e aprovado pelo MME, o Programa Mensal de Operação (PMO) e o Plano de Operação de Energia (PEN) ambos de responsabilidade do ONS (Oliveira et al., 2021).

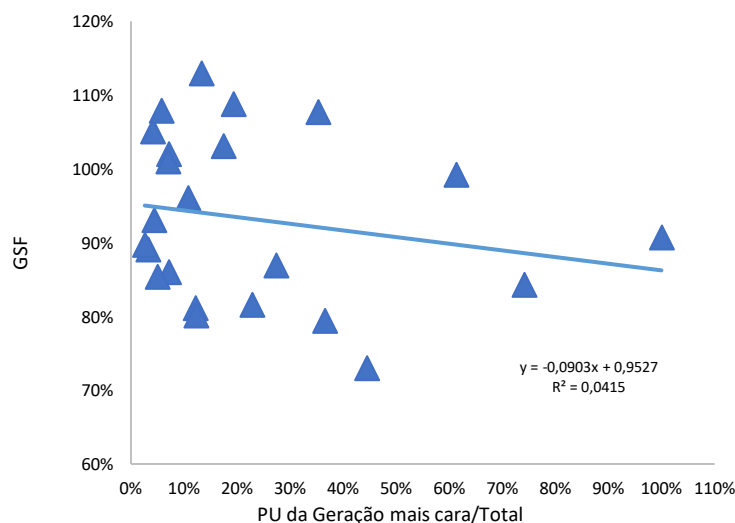
Conforme explica Leonel et al. (2021), a elevada participação das hidrelétricas na matriz elétrica gera uma dependência das variações estocásticas das afluições para o planejamento da expansão e da operação. Neste contexto, o ONS emprega modelos específicos para otimizar o despacho das usinas, visando reduzir os custos operacionais do sistema. O Newave é utilizado para o planejamento de médio prazo, enquanto o Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo (Decomp) é aplicado nas operações de curto prazo. Ambos

consideram em suas formulações, o volume de água nos reservatórios, as projeções de fluxos hídricos futuros, estimativas de demanda, custos de operação das termelétricas e restrições operacionais. Esses modelos também são responsáveis por calcular o custo marginal de curto prazo do sistema, o qual determina o preço spot, sendo este valor ajustado pela CCEE, por meio da aplicação de limites regulatórios máximo e mínimo.

O cenário energético brasileiro tem uma complexidade intrínseca, dada a sua dependência da geração hídrica. A mudança na dinâmica do setor, particularmente a variação do GSF e os mecanismos de ajuste do MRE são cruciais na gestão de riscos e impactos econômicos para as empresas geradoras. Segundo Paim et al. (2019), em períodos de seca em sistemas hidrelétricos, observa-se um aumento nos preços spot, dada a redução da capacidade de geração das usinas, que são forçadas a adquirir energia para atender às demandas contratuais que acabam sendo atendidas por geradores mais caros.

Há uma correlação negativa, até mesmo intuitiva, entre a redução do GSF e a geração termelétrica mais dispendiosa, da qual fazem parte os geradores despachados por necessidade de segurança energética aprovados pelo CMSE. Na Figura 4, apresenta-se essa relação, cuja correlação negativa é expressa pelo sinal e escala da inclinação da linha de tendência linear.

Figura 4 – Relação entre o GSF e a Participação da Geração Térmica mais Cara no Total de Energia Gerada do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil, 2024e.

Esta situação foi presenciada, no Brasil, entre 2012 e 2016, especialmente na região Sudeste, quando secas severas impactaram os reservatórios das hidrelétricas, levando a déficits nas receitas dos geradores. Estes déficits, que somaram cerca de R\$39,7 bilhões em 2017, foram motivo de debate com o governo brasileiro para buscar reformas no mercado atacadista para solucionar o desequilíbrio financeiro resultante (Paim et al., 2019).

Este cenário de geração insuficiente e a subsequente exposição ao mercado spot trouxeram implicações financeiras, que resultaram em desafios para os geradores hídricos em atender seus contratos de venda de energia com sua própria geração ou de terceiros.

Embora os riscos hidrológicos fossem de responsabilidade dos agentes vendedores, o MRE, até aquele ponto, havia sido capaz de atenuar esses riscos, dada a compensação dos períodos de baixo GSF com valores superiores nos meses subsequentes. Contudo, o período pós 2013 alterou essa dinâmica, e os geradores hídricos enfrentaram perdas contínuas por vários anos. Castro e Brandão (2014) ressaltam a gravidade desta situação, em que ao não atender as obrigações contratuais de venda de energia, os geradores são forçados a adquirir energia no volátil mercado de curto prazo. Esta situação, exacerbada por valores de Preço Líquido de Diferenças (PLD) elevados em períodos de escassez hidrológica, transforma o risco hidrológico em um risco financeiro com maior dificuldade de gerenciamento.

O SEB, como descrito por Melo, Alves, Brigato e Negrete (2016), apresenta características ímpares quando comparado a outros sistemas globais. Fundamentado na geração hidrelétrica, sua rede de transmissão conecta vastas extensões do território brasileiro. Esta infraestrutura significa que o valor da água está ligado ao nível dos reservatórios e às previsões de fluxos futuros, culminando em Custos Marginais de Operação (CMO) que podem ser altamente voláteis em prazos mais longos. A complexidade aumenta com a presença de UHEs em cascatas pertencentes a diferentes proprietários, evidenciando uma marcada interdependência no sistema. Esta natureza interconectada e a volatilidade inerente à geração hidrelétrica levam à necessidade de um despacho centralizado. No entanto, tal mecanismo pode ser contraproducente para os geradores individuais, já que interfere na previsibilidade de suas receitas. Em resposta a esses desafios, o MRE foi estabelecido, de forma a constituir uma solução que

redistribui a energia entre as usinas sob o sistema de despacho centralizado.

Conforme PSR (2018), existem experiências semelhantes ao MRE em outros países com sistemas hidrelétricos relevantes. Na Colômbia, Noruega (parte do NordPool) e Vietnã, uma única empresa controla a cascata, facilitando a coordenação. Já no Pacific Northwest dos EUA, em que as UHEs pertencem a diferentes agentes, utiliza-se o conceito de empresas virtuais para gerir a cascata. Isso é feito por meio do slicing (fatiamento), em que cada empresa controla uma parte da cascata. Esse método permite a competição comercial enquanto mantém a coordenação física das usinas.

A matriz elétrica brasileira, fortemente baseada na água, tem suas peculiaridades. Como Melo et al. (2016) destacam, a variabilidade climática torna a questão do despacho de energia desafiadora, uma vez que o equilíbrio entre decisões presentes e futuros custos operacionais deve ser ponderado. A estratégia de preço spot é determinada de forma antecipada, e decisões fora da ordem de mérito estabelecida não deveriam alterar esse preço. Para combater a dependência da disponibilidade hídrica, houve uma inclinação nacional, no passado, para construir usinas com grandes reservatórios, pensadas para equilibrar os regimes hidrológicos, aproveitando os excessos das estações chuvosas e compensando nos períodos secos. Entretanto, tais estratégias não estão isentas de desafios. A construção de reservatórios, por exemplo, enfrenta obstáculos tanto de possibilitar capacidade de reserva quanto pela dificuldade de aprovação, sob o ponto de vista político e ambiental, tornando sua implementação mais complexa. Portanto, é evidente que o futuro da energia no Brasil depende tanto da expansão da infraestrutura quanto da gestão eficaz dos recursos hídricos disponíveis.

Como mencionado, o SEB conta com usinas termelétricas necessárias para contribuir na otimização da operação dos reservatórios. Essa característica impute desafios na precificação de energia. Ao contrário dos sistemas puramente térmicos, em que a precificação é mais direta, os sistemas hidrotérmicos exigem uma abordagem que reconheça o papel dos reservatórios como agentes econômicos que compram água em períodos de abundância e a armazenam para vendê-la em períodos de escassez, o que implica uma gestão estratégica dos recursos hídricos. A precificação, portanto, deve refletir não apenas o custo da geração de energia, mas também o valor

estratégico da água armazenada. Este desafio se intensifica em sistemas em que diferentes entidades controlam as várias etapas da cascata, exigindo um mecanismo que equilibre as compensações entre as usinas a montante e a jusante (Barroso et al., 2002).

Conforme Melo et al. (2016), o setor por ser intensivo em capital e operar próximo de sua capacidade máxima, demonstra que a combinação de demanda e oferta com pouca elasticidade pode conduzir a uma volatilidade significativa nos preços. Pequenas flutuações na demanda têm o potencial de elevar ou reduzir consideravelmente os preços da energia.

Por outro lado, Adhikari et al. (2023) afirmam que a demanda por eletricidade continua crescendo, aumentando a pressão sobre esse recurso. Desafios como escassez de água em períodos de seca podem levar a deficiências na oferta, enquanto períodos de alta precipitação podem causar superprodução.

Os riscos de investimento em hidreletricidade, prossegue Adhikari et al. (2023), envolvem desafios de oferta e demanda, agravados pelas mudanças climáticas e riscos hidrológicos. Investidores devem considerar riscos institucionais, legais, contratuais e operacionais, enfatizando a responsabilidade perante as partes interessadas e o cumprimento de requisitos regulatórios. Fatores como preços de energia, inflação e riscos políticos, bem como questões legais, tempo, custo e litígios também afetam os investimentos. Estratégias de hedge financeiro e regras de contratação são usados para mitigar esses riscos e garantir a viabilidade do investimento em hidreletricidade.

Tem-se, também, que o segmento de oferta é permeado por incógnitas. O tempo de duração para maturação e efetivação de um projeto de geração é extensa, tornando complexa a tomada de decisão por parte dos investidores. Questões como alterações em políticas públicas e limitações da legislação ambiental impõem obstáculos, resultando em possíveis postergações em planos de geração e transmissão e, em alguns casos, abandonos de projetos pelos investidores. Essa imprevisibilidade, observada tanto na demanda quanto na oferta, reflete na estimativa dos valores da energia para períodos de curto e médio prazos (Melo et al., 2016).

Pontuam Ansar et al. (2014) que as grandes barragens são alvo de controvérsia devido aos seus elevados custos financeiros, impactos ambientais, consequências sociais e ecológicas e ineficácia em resolver

crises energéticas urgentes devido ao longo período de construção. Além disso, mesmo antes de considerar os impactos no meio ambiente, os custos reais de construção são demasiado altos para um retorno positivo, levando à recomendação de que políticas energéticas tendem a priorizar outras fontes de geração de energia que requerem menos gastos iniciais e têm construção mais rápida.



3

3

**BASE DE DADOS E
METODOLOGIA****3.1 BASE DE DADOS**

Todos os dados utilizados, neste estudo, têm periodicidade anual. Aqueles relativos à geração hidrelétrica individual foram obtidos a partir do histórico registrado no portal do ONS (Brasil, 2024e)). As informações de vazão histórica e de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) foram obtidos do modelo Newave, referentes aos estudos que definem o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), de fevereiro de 2024 disponibilizados pela CCEE (Brasil, 2024c).

As informações de GF antes e após o impacto das revisões foram obtidas da Portaria MME nº 178, de 2017 (Brasil, 2017b) e da Nota Técnica elaborada pela EPE (Brasil, 2017a). Os valores dos GSF verificados, em base anual, foram obtidos junto à CCEE (Brasil, 2023a). Coletaram-se informações de 1º de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2022, de modo a se ter um histórico máximo de 5 anos antes e após o impacto das revisões publicadas em 2017.

A população deste estudo abrange as UHEs participantes do MRE, com capacidade instalada superior a 30 MW, em operação durante o período de análise. Essas são UHEs despachadas centralizadamente pelo ONS cuja participação é obrigatória no mecanismo. Usinas com potência inferior a 30 MW têm participação optativa no MRE e não têm despacho comandado pelo órgão central.

Para as UHEs despachadas centralizadamente, o cálculo da GF é realizado utilizando modelos como o Newave, que realiza simulações de despacho de energia em cenários hidrológicos sintéticos, levando em conta a interconexão do sistema e a operação integrada das usinas. O modelo estima a produção futura de energia, as trocas de energia entre os subsistemas e o custo operacional, considerando as incertezas hidrológicas e a capacidade de geração das usinas sob diferentes condições.

Por outro lado, as UHEs que não são despachadas de forma centralizada têm suas garantias físicas calculadas de maneira diferente.

Nesses casos, a GF é determinada com base na capacidade individual da usina e estudos de histórico de vazões e condições hidrológicas locais. Esses estudos avaliam o potencial de geração da usina considerando variações históricas específicas ao local e à própria usina, sem a necessidade de integração ao sistema de despacho centralizado. O cálculo, portanto, é focado nas características e no desempenho individual da usina.

Desse modo, este artigo se concentrará nas UHEs despachadas centralizadamente, submetidas ao processo de ROGF. A escolha por essas usinas se deve à metodologia de cálculo da garantia física, que considera a otimização do sistema elétrico de maneira integrada.

As UHEs não despachadas, que não possuem um cálculo de garantia física observando a integração do sistema, não serão incluídas na amostra do estudo, visto que seus dados não refletem a dinâmica do sistema interconectado de energia do Brasil.

Para fins práticos, a amostra compor-se-á de usinas que passaram pela ROGF (grupo de tratamento) e aquelas que não passaram (grupo de controle).

3.2 PAREAMENTO POR ESCORE DE PROPENSÃO (PSM)

O método de Pareamento por Escore de Propensão (PSM, na sigla em inglês) foi utilizado para ajustar os dados das UHEs consideradas neste estudo. Este método tem como objetivo eliminar possível viés de seleção ao criar um conjunto de dados equilibrado, no qual as unidades de tratamento e controle são comparáveis em termos das covariáveis observadas (variáveis independentes).

Para realizar o PSM, foi utilizado o método nearest neighbor matching, que consiste em emparelhar cada usina do grupo de tratamento com a usina mais próxima do grupo de controle, com base nos escores de propensão, que foram estimados por meio de um modelo de regressão logística que incluiu as variáveis independentes: (i) localização ou não da UHE na bacia do Rio Paraná e a (ii) potência instalada de cada usina. O pareamento foi realizado sem reposição, garantindo que cada usina do grupo de controle fosse utilizada apenas uma vez. Este método assegura que as usinas emparelhadas sejam comparáveis em termos das covariáveis observadas e minimiza o viés de seleção.

A bacia do Rio Paraná foi escolhida devido à sua importância hidrológica e energética. Essa bacia é bem regularizada, conta com UHEs com reservatório de acumulação e com alta capacidade instalada, de forma que mudanças nas políticas de revisão de garantia física impactam de forma significativa essas usinas. Assim, considerar a localização das usinas nessa bacia como covariável permite capturar essas diferenças regionais, aumentando a precisão da análise dos efeitos do tratamento.

Além disso, a potência instalada foi incluída como uma variável independente com vistas a garantir que as usinas emparelhadas sejam comparáveis em termos de capacidade de geração.

Com os grupos de usinas pareados, a análise pôde proceder com a estimação dos efeitos do tratamento. O uso do PSM permitiu isolar o efeito da ROGF sobre a variável de interesse, neste caso, o risco hidrológico medido pelo GSF, de maneira a obter uma estimativa mais precisa do impacto da ROGF, bem como eliminar o viés de seleção que poderia ser causado por diferenças nas características observáveis das usinas antes do tratamento.

As Tabelas 2 e 3 apresentam as estatísticas descritivas das variáveis consideradas, no estudo, antes e após o PSM.

Tabela 2 – Pré Pareamento						
Variável	Descrição	Grupo	Observações	Média	Mediana	Desvio-padrão
GSF	Fator de Ajuste do MRE (%)	Tratamento	114	87%	85%	0,37
		Controle	32	67%	76%	0,42
Vazão	Volume de água afluente (m ³ /s)	Tratamento	114	696,7	264,2	1.491,3
		Controle	32	2.252,5	544,5	4.513,3
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibil	Tratamento	114	2,0%	0,1%	0,03
		Controle	32	2,0%	1,0%	0,01

	idade Forçada (%)					
Bacia do Rio Paraná	Indicador de localização, unidade adimensional	Tratamento	114	0,49	0,0	0,50
		Controle	32	0,28	0,0	0,45
Potência instalada	Capacidade nominal máxima de geração de energia elétrica (MW)	Tratamento	114	668,3	204,0	1.604,0
		Controle	32	1.037,7	260,5	2.135,0

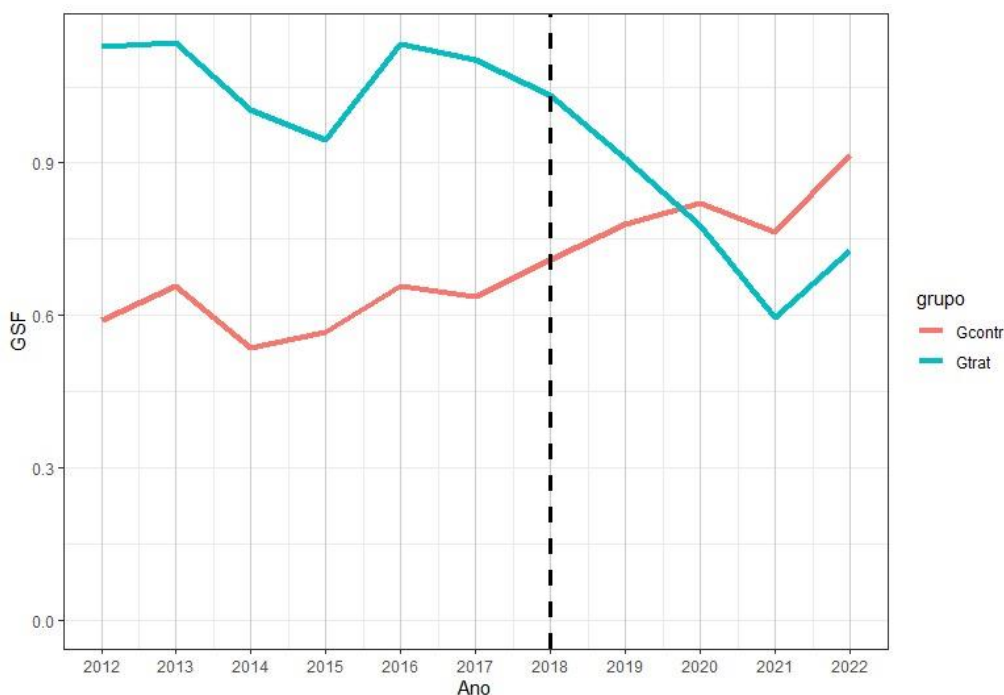
Tabela 3 – Pós Pareamento

Variável	Descrição	Grupo	Observações	Média	Mediana	Desvio-padrão
GSF	Fator de Ajuste do MRE (%)	Tratamento	18	94%	96%	0,30
		Controle	18	74%	82%	0,40
Vazão	Volume de água afluyente (m3/s)	Tratamento	18	195,6	155,6	162,1
		Controle	18	2.043,4	416,0	4.436,8
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (%)	Tratamento	18	1,0%	0,5%	0,02
		Controle	18	1,0%	1,0%	0,01
Bacia do Rio Paraná	Indicador de localização, unidade	Tratamento	18	1,0	1,0	0,0
		Controle	18	0,3	0,0	0,5

	adimensional					
Potência instalada	Capacidade nominal máxima de geração de energia elétrica (MW)	Tratamento	18	82,0	81,5	27,3
		Controle	18	735,1	255,0	1.217,3

A Figura 5 ilustra a evolução do GSF ao longo dos anos para os grupos de tratamento e controle, após a aplicação do PSM. As médias anuais são representadas por linhas que indicam o desempenho do grupo de controle — usinas não submetidas à ROGF — e do grupo de tratamento — usinas que passaram pela revisão.

Figura 5 – Evolução do Risco Hidrológico – Após PSM



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que as linhas, representativas dos grupos tratamento e controle, apresentam comportamento semelhante até 2017. Esta proximidade sugere que o PSM foi eficaz em criar grupos comparáveis, reduzindo o viés de seleção e melhorando a validade das conclusões sobre os efeitos do tratamento.

3.3 MÉTODO DAS DIFERENÇAS EM DIFERENÇAS (DID)

O método de Diferenças em Diferenças - DiD é uma técnica econométrica que permite estimar o efeito causal de uma intervenção em uma variável de interesse. Requer um grupo de controle e um de tratamento, sendo o primeiro não exposto à intervenção e o segundo, sim (Gertler, 2015). Neste estudo, as usinas que passaram pela ROGF formam o grupo de tratamento, enquanto as que não passaram constituem o grupo de controle.

O Decreto nº 2.655, de 1998, estabelece que a revisão das garantias físicas das UHEs deve ocorrer em duas situações: (i) a cada cinco anos, conhecida como ROGF, objeto deste artigo, e (ii) na ocorrência de fatos relevantes, que são situações em que as usinas passam por alterações de características técnicas, processo conhecido como revisão extraordinária.

De acordo com as publicações Brasil (2017a) e Brasil (2017c), e seguindo a premissa de que as revisões ordinárias ocorrem a cada cinco anos, as usinas elegíveis para a ROGF foram aquelas cujas garantias físicas têm vigência até ou antes de 31 de dezembro de 2010. Assim, as UHEs que cumpriram esse critério constituem o grupo de tratamento, enquanto aquelas que não se encaixavam neste parâmetro não passaram pela revisão, formando, portanto, o grupo de controle.

Nesse contexto, o Anexo I – Configurações de Referência, inclui a Tabela 19, especificando as usinas submetidas ou não à ROGF (Brasil, 2017a). Por consequência, as usinas listadas nessa Tabela como submetidas à revisão fazem parte do grupo de tratamento, e as marcadas como não passíveis de revisão integram o grupo de controle.

A lógica subjacente ao DiD é comparar a mudança nas médias antes e depois da intervenção entre os dois grupos. Deste modo, qualquer tendência comum a ambos os grupos será eliminada na estimativa, oferecendo uma avaliação mais precisa do impacto da intervenção.

Ao empregar o DiD, pretende-se construir uma avaliação tanto do impacto imediato da ROGF quanto as mudanças subsequentes no GSF.

Para avaliar o efeito da política de revisão das garantias físicas na contribuição individual das usinas do MRE no GSF, foram utilizadas

informações de geração hidrelétrica verificada como proxy desta contribuição individual na composição do GSF do sistema.

Outras variáveis que influenciam no GSF, mas que não podem ser individualizadas por empreendimento hidrelétrico, tais como a geração de usinas não controláveis como as eólicas e solares, não podem ser utilizadas no estudo por restrição do modelo de análise, pois impactam de forma similar em todas as usinas do grupo controle e tratamento.

3.4 ESPECIFICAÇÃO DO MODELO DID

A variável dependente Y representa o risco hidrológico, ou seja, o GSF. As covariáveis na matriz X' incluem a vazão afluente às usinas e a TEIF, índice que mede a proporção de tempo durante o qual uma UHE está indisponível para gerar energia devido a falhas ou manutenções não programadas de seus equipamentos. Essas características observáveis variam ao longo do tempo. Efeitos fixos (α_i para usinas e α_t para tempo) são utilizados para capturar heterogeneidades que não variam no tempo.

A equação do modelo é:

$$Y_{it} = \alpha_i + \alpha_t + X'_{it}\alpha + \gamma T_i + \theta d_t + \beta(T_i \times d_t) + \epsilon_{it} \quad (2)$$

Sendo:

Y_{it} : GSF da UHE i no ano t ;

α_i : Coeficiente que representa os efeitos fixos associados a cada UHE, capturando características específicas e invariáveis no tempo de cada usina;

α_t : Coeficiente que representa os efeitos fixos temporais, capturando fatores específicos de cada ano que são comuns a todas as usinas, no período de 2012 a 2022;

X'_{it} : Matriz transposta de covariáveis que inclui variáveis que podem afetar o resultado do GSF de cada usina, no caso do artigo foram empregadas a vazão afluente e a TEIF das UHEs da amostra;

γT_i : Indica se a usina é do grupo de tratamento ou controle, com T_i igual a 1 para usinas do grupo de tratamento e T_i igual a 0 para as do grupo controle;

$\beta(T_i \times d_t)$: Coeficiente de interesse, que mede o impacto da política de revisão da garantia física no GSF das UHEs. O produto $T_i \times d_t$ representa a interação entre o grupo de tratamento e o período pós-intervenção.

ε_{it} : Termo de erro que capta os efeitos não observados que afetam a GSF da usina i no ano t .

A equação diferencia entre usinas do grupo de tratamento e controle e entre os períodos antes e após a revisão, 2012 a 2022, com foco no coeficiente β , que indica a mudança no GSF atribuída à revisão.



4

4

RESULTADOS

Para avaliar o impacto do tratamento ao longo dos anos, primeiro, foi estimado um modelo de estudo de eventos com efeitos fixos para usina e ano. A Tabela 4 apresenta os coeficientes das interações entre o tratamento e os anos, bem como os coeficientes das variáveis de controle incluídas no modelo: vazão afluyente e a TEIF das usinas.

A Tabela 4 mostra a diferença entre a média da variável dependente, o GSF, para o grupo de tratamento em comparação ao grupo de controle, ano a ano, em comparação com o ano de referência (2018), antes e após o choque.

Tabela 4 - Resultados do Modelo de Estudo de Eventos para o GSF	
Variável	Coeficiente (Erro Padrão)
tratamento x ano = 2012	0,0956 (0,1691)
tratamento x ano = 2013	0,0111 (0,0951)
tratamento x ano = 2014	0,0556 (0,0992)
tratamento x ano = 2015	0,0156 (0,0982)
tratamento x ano = 2016	0,1303 (0,1006)
tratamento x ano = 2017	0,0757 (0,0652)
tratamento x ano = 2019	-0,1877* (0,0857)
tratamento x ano = 2020	-0,2336. (0,1152)
tratamento x ano = 2021	-0,3741*** (0,0978)
tratamento x ano = 2022	-0,2581. (0,1331)
Vazão	3,49e-5 (3,49e-5)
TEIF	-1,052 (1.102)
Efeitos Fixos	
Usina	Sim

Ano	Sim
S.E.: Clustered	por: usina
Observações	361
R ²	0,42208
Within R ²	0,11649

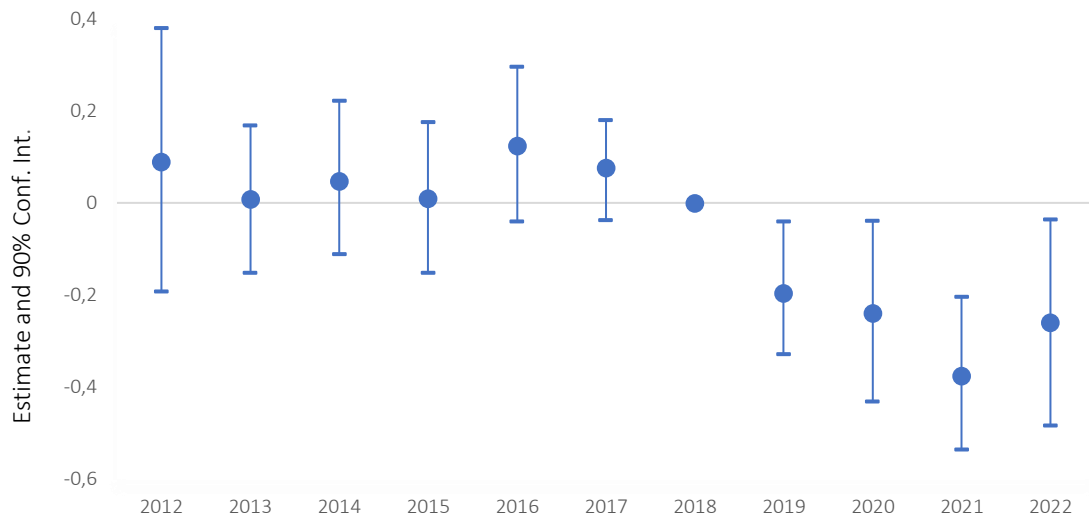
Da observação da Tabela 4, verifica-se que, para 2019 a 2022, os coeficientes são negativos, sugerindo que o GSF para o grupo de tratamento foi, em média, menor em comparação ao controle.

Os resultados do modelo de estudo de eventos indicam que a interação entre tratamento e ano é estatisticamente significativa e negativa nos anos de 2019 (-0,1877*), 2020 (-0,2336), 2021 (-0,3741***) e 2022 (-0,2581). Isso sugere que, após a implementação da política, houve uma redução significativa no GSF para o grupo de tratamento comparado ao grupo de controle.

As variáveis de controle, vazão e TEIF, não apresentaram significância estatística, indicando que esses fatores não tiveram um efeito significativo no GSF no contexto do modelo. Os efeitos fixos para usina e ano foram incluídos para controlar variações específicas entre as usinas e ao longo do tempo, garantindo que as estimativas dos coeficientes sejam robustas às características não observadas. O R² de 0,42208 indica que cerca de 42% da variação total no GSF é explicada pelo modelo.

A Figura 6 ilustra, de forma gráfica, os resultados apresentados na Tabela 4, ou seja, a diferença anual entre as médias da variável dependente - GSF - para os grupos de tratamento e controle. Cada ponto representa a estimativa da diferença na GSF entre o grupo que foi submetido à política de revisão da garantia física (tratamento) e o grupo que não foi (controle) para cada ano representado no eixo horizontal, com intervalo de confiança de 90%.

Figura 6 – Estimativas dos Efeitos do Tratamento sobre o GSF.



Fonte: Elaboração própria.

Como exposto, o DiD é uma abordagem para avaliar o impacto causal de intervenções, comparando as mudanças nos resultados ao longo do tempo entre os grupos de tratamento e controle.

A aplicação do DiD permite verificar a consistência dos efeitos observados no estudo de eventos. Se ambos os métodos apresentarem resultados similares, isso fortalece a evidência de que a ROGF realmente teve um impacto significativo no GSF. Além disso, o DiD pode captar efeitos de longo prazo e verificar se as tendências observadas são robustas a diferentes especificações do modelo. A seguir, são apresentados os resultados das regressões do modelo DiD utilizadas no Caso Base, bem como nos testes de robustez (Sensibilidades 1, 2 e 3) realizados para avaliar a consistência do modelo utilizado.

4.1 CASO BASE

O Caso Base inclui as covariáveis vazão e TEIF. Os resultados indicam que o impacto da ROGF é negativo e estatisticamente significativo (-0,2763**), sugerindo que a implementação da política está associada a uma redução no GSF. A variável vazão apresenta um coeficiente muito pequeno e não significativo (3,37e-5), enquanto a TEIF também não é estatisticamente significativa (-1,176).

4.2 SENSIBILIDADE 1: COVARIÁVEL - LOG DA VAZÃO

Para testar a robustez do modelo, a primeira análise de sensibilidade substituiu a vazão pelo logaritmo da vazão. O coeficiente da ROGF continua negativo e estatisticamente significativo (-0,2169*), reforçando a conclusão de que a política teve um impacto negativo sobre o GSF. O coeficiente para o log(vazão) é positivo e altamente significativo (0,6440***). O R2 deste modelo é 0,69956, indicando um melhor ajuste comparado ao caso base.

4.3 SENSIBILIDADE 2: COVARIÁVEL - VAZÃO

Na segunda análise de sensibilidade, a vazão é mantida como covariável, contudo, sem aplicar o logaritmo, bem como, sem considerar as indisponibilidades forçadas das usinas. O coeficiente da ROGF permanece negativo e altamente significativo (-0,4071***), enquanto a vazão, nesse caso, volta a não ter significância (4,36e-5). O R2 deste modelo é 0,51288, novamente indicando que uma proporção considerável da variação na variável dependente é explicada pelo modelo.

4.4 SENSIBILIDADE 3: COVARIÁVEL - TEIF

Na terceira análise de sensibilidade, a TEIF retorna-se como covariável, excluindo-se a vazão. O coeficiente da ROGF é novamente negativo e significativo (-0,2754**), sugerindo consistência nos resultados em relação ao impacto negativo da política sobre o GSF. A TEIF, embora negativa, não é estatisticamente significativa (-1,211).

A Tabela 5 apresenta um resumo dos resultados obtidos com o modelo de regressão (equação 2) do DiD e das análises de sensibilidade realizadas.

Tabela 5 – Resultados - Caso Base, Sensibilidades 1, 2 e 3				
Variável	Coeficiente (Erro Padrão)			
	Caso Base	Sensibilidade 1	Sensibilidade 2	Sensibilidade 3
vazão	3,37e-5 (3,44e-5)	-	4,36e-5 (3,89e-5)	-

Log (vazão)	-	0,6440*** (0,0588)	-	-
TEIF	-1,176 (1,086)	-	-	-1,211 (1,101)
ROGF	-0,2763** (0,0848)	-0,2169* (0,0819)	-0,4071*** (0,1037)	-0,2754** (0,0853)
Efeitos Fixos:				
usina	Sim			
ano	Sim			
S.E.: Clustered	por: usina			
Observações	361	396	396	361
R ²	0,40101	0,69956	0,51288	0,39633
Within R ²	0,08429	0,46959	0,14001	0,07713

Os testes de robustez (Sensibilidades 1, 2 e 3) confirmam a consistência do modelo. Em todas os casos, a interação ROGF é negativa e estatisticamente significativa, indicando que a política implementada está associada a uma redução no GSF. A significância dos coeficientes das covariáveis varia, mas a consistência do impacto da política sobre o GSF reforça a validade do modelo.

Em outras palavras, esse coeficiente negativo indica que, após a ROGF, as usinas afetadas (grupo de tratamento) apresentaram uma redução média na GSF em comparação com as usinas do grupo controle. A análise indicou que a ROGF exerceu um impacto significativo sobre os índices do GSF. Contudo, o efeito observado divergiu das expectativas: ao invés de elevar os índices em direção ao patamar ideal de um e atenuar o encargo financeiro sobre os consumidores, verificou-se uma diminuição dos índices de GSF. Desse modo, o resultado contraria a hipótese inicial de que a revisão levaria a uma melhoria no GSF das usinas afetadas.

Os efeitos fixos aplicados para usinas e anos garantem que a análise controla de forma adequada as heterogeneidades intrínsecas que não variam no tempo, permitindo uma atribuição mais precisa do efeito observado à política de revisão das garantias físicas.



5

CONCLUSÃO

Conclui-se, a partir da análise empírica realizada neste estudo, que a ROGF, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 1998, teve um impacto significativo no GSF. As evidências indicam que, contrariando as expectativas, a revisão não contribuiu para a melhoria dos índices de GSF.

Retomando as hipóteses testadas, tem-se que a hipótese H1, ou seja, a revisão de garantia física de energia impactou o GSF nos anos subsequentes foi confirmada. Já a hipótese H2, que considera que a revisão atuaria para elevar os índices de GSF a patamares próximos de um foi refutada, pois, ao contrário do esperado, ocorreu uma redução nos índices de GSF após a implementação da política.

Nos resultados obtidos, observa-se que a ausência de um impacto positivo da ROGF sobre a GSF levanta questões sobre a eficácia das políticas de regulação no setor elétrico, especialmente em termos de gestão de risco hidrológico.

Uma das possibilidades para a não elevação dos índices de GSF a patamares próximos de um seria a grande penetração de usinas intermitentes, como usinas eólicas e solares fotovoltaicas, na matriz de energia elétrica. De acordo com o Relatório Síntese 2024 (Brasil, 2024d) do Balanço Energético Nacional (BEN), a oferta hidráulica, em 2022 e em 2023, se manteve praticamente constante, no valor de 440 TWh, enquanto a produção solar fotovoltaica, incluída a geração distribuída (GD), aumentou 68,1% e a eólica 17,4% de um ano para outro. A energia gerada por essas fontes, que se caracteriza pela alta variabilidade, desloca a geração hidráulica como base do sistema, devido ao custo nulo de seu combustível e à natureza não controlável de sua geração.

Os estudos de planejamento apontam uma trajetória de crescimento para essas tecnologias nos próximos anos. De acordo com o último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) aprovado – PDE 2031 (Brasil, 2022a), prevê-se um crescimento de 362,5% para a GD, de 134,5% para a solar centralizada e 54,8% para a eólica, o que pode agravar o GSF.

Menciona-se que essa expansão é liderada pelo Ambiente de Contratação Livre (ACL). De acordo com Abraceel (2023), cerca de 90% dos 129 GW referente à expansão da oferta de energia, no período de 2023 a 2029, são voltados para o mercado livre, com foco nas fontes renováveis, especialmente na fotovoltaica e na eólica. Parte dessa expansão se deve aos baixos preços de contratação dessas fontes de energia.

Além disso, destaca-se que esse crescimento pode ser intensificado com a abertura do mercado, que já é uma realidade para todos os consumidores atendidos em alta tensão, para os quais já é permitido escolher seus fornecedores de energia elétrica. As regras que permitem essa migração começaram a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2024 (Brasil, 2022b). Portanto, essa abertura de mercado pode refletir na redução do GSF das usinas hidrelétricas.

Outro ponto a ser considerado, com impacto negativo no GSF, é a redução da capacidade de regularização dos reservatórios das UHEs, devido à ausência de construção desse tipo de usina. Os grandes empreendimentos hidrelétricos construídos, nos últimos anos, como a UHE Santo Antônio com 3,57 GW de capacidade instalada, a UHE Jirau com 3,75 GW e a UHE Belo Monte com 11,23 GW, não possuem reservatórios de regularização. A combinação dessa situação com a intensificação na matriz de tecnologias com alta variabilidade de geração, associada com a indisponibilidade cada vez mais frequente do recurso hídrico, devido às questões climáticas, pode explicar também a não elevação do GSF, mesmo com a realização da ROGF.

Rudnick et al. (2017) citam o caso das baixas aflúências nos reservatórios das UHEs da Bacia do Rio São Francisco, que abriga usinas com relativa importância para garantir os níveis de abastecimento de energia do país, e a crescente necessidade de acionamento das termelétricas. Devido aos níveis críticos dos reservatórios nos últimos anos, as termelétricas têm sido operadas com maior frequência, e a importação de energia de outras regiões se tornou crucial para equilibrar a variabilidade da geração eólica e fotovoltaica.

Sob o aspecto normativo, vale mencionar o Decreto nº 2.655, de 1998, que ao definir as regras para a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, também, influencia na gestão do risco hidrológico do sistema.

A limitação à redução da garantia física, de 5% e 10%, estabelecida nesse normativo, implica em uma proteção parcial contra variações significativas na capacidade de geração das usinas. No entanto, os resultados indicam que tal proteção, conforme estabelecida atualmente, não contribui de forma decisiva para a melhoria da GSF. Isso sugere a necessidade de reavaliar as abordagens regulatórias para a gestão da garantia física, com o objetivo de identificar estratégias mais eficazes para suportar a estabilidade e eficiência do setor elétrico.

Por fim, com base nas análises realizadas, recomenda-se a continuidade de estudos futuros que podem focar em três áreas: a eficácia das políticas regulatórias vigentes, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia e a integração regional e importação de energia. Primeiro, pode-se realizar uma análise crítica das atuais políticas e regulamentações, como o Decreto nº 2.655, de 1998, para identificar possíveis ajustes que possam oferecer maior resiliência ao sistema elétrico. Em segundo lugar, o desenvolvimento e a implementação de tecnologias de armazenamento de energia, como baterias e usinas reversíveis, que podem ser explorados para mitigar a variabilidade das fontes renováveis e melhorar a confiabilidade do sistema. Por fim, a viabilidade da integração energética regional e a importação de energia de países vizinhos devem ser examinadas como estratégias para complementar a geração interna e reduzir a variabilidade do GSF.

Outra proposta para trabalhos futuros seria avaliar o efeito das fontes não despacháveis no cálculo das GFs. Atualmente, essas fontes são consideradas como simples abatimento de carga, abordagem que era aceitável em um contexto de baixa representatividade dessas usinas na matriz elétrica. No entanto, com a expressiva expansão das eólicas e solares, pode ser necessário rever essa abordagem.



REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. Associação Brasileira de Comercializadores de Energia. **Estudo Abraceel Expansão da Oferta de Geração para o Mercado Livre**. 4ª edição. Jul. 2023. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2023/08/Estudo-Abraceel-2023-Expansao-geracao-ACL.pdf>>. Acesso em: 13 jun.2024.

ADHIKARI, Sagar; JIRAKIATTIKUL, Sopin; TECHATO, Kua-Anan; MUDBHARI, Bibek Kumar. **A Systematic Review on Investment Risks in Hydropower to Developing Sustainable Renewable Energy Systems**. International Journal of Energy Economics and Policy: p. 222 - 230, doi:10.32479/ijeep.14003. 15 fev. 2023. Disponível em: <<https://econjournals.com/index.php/ijeep/article/download/14003/7204/32615>. doi:10.32479/ijeep.14003.> Acesso em: 9 dez.2023.

ANSAR, Atif; FLYVBJERG, Bent; BUDZIER, Alexander; LUNN, Daniel. **Should We Build More Large Dams? The Actual Costs of Hydropower Megaproject Development**. Energy Policy, vol. 69: p. 43-56, doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.069. Jun. 2014. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513010926>> Acesso em: 9 dez.2023.

BARROSO, Luiz Augusto; PEREIRA, Mario V. F.; KELMAN, Rafael; LINO, Priscila; ROSENBLATT, José. **Can Brazil Learn from California?** IEEE Power Engineering Review, vol. 22, nº 8, p. 17-23, doi: 10.1109/MPER.2002.1024180. Ago. 2002. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1024180>> Acesso em: 1 dez.2023.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. Brasília, DF. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>> Acesso em: 3 jun. 2024.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras Tarifárias**. Brasília, DF. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758&idPerfil=4>> Acesso em: 3 jun. 2024.

BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Estudo de Energia Elétrica Balanço de Consumo e Geração 2022 - Análise da Geração e do Consumo entre os Ambientes de Contratação de Energia no Comparativo entre os anos de 2022 e 2021**. São Paulo, SP, 1º fev. 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/balanco_consumo_e_geracao_2022.pdf/f6347641-c024-214a-cec6-14d2f2796fc4>. Acesso em: 2 ago. 2023.

BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Deck de Preços – Newave - 29**. São Paulo, SP, fev. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=44884&periodo=365>>. Acesso em: 10 mai. 2024.

BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de Comercialização de Energia Elétrica - Módulo 04 – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Versão 2023.4.0**. São Paulo, SP, 24 jan. 2023. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/04_-_MRE_2023.4.0_\(jan-23\).pdf/3f13d2de-197e-83a3-b468-141e2c9f549c](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/04_-_MRE_2023.4.0_(jan-23).pdf/3f13d2de-197e-83a3-b468-141e2c9f549c)>. Acesso em: 27 ago. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998**. Dispõe sobre a operacionalização do disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que estabelece as diretrizes para a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 03 jul. 1998. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%202.655%2C%20DE%20,1998%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs>. Acesso em: 15 ago. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta dispositivos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 02 ago. 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 15 ago. 2023.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional (BEN) Relatório Síntese 2024 Ano Base 2023**. Rio de Janeiro, RJ, jun. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024#:~:text=Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202024,base%20o%20ano%20de%202023>>. Acesso em: 20 jun. 2024.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos para a Licitação da Expansão da Geração - Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas**. No EPE-DEE-RE-016/2017-r2. Rio de Janeiro, RJ, 26 abr. 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-352/topico-463/EPE-DEE-RE-016-2017_r2.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2023.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Rio de Janeiro, RJ, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>. Acesso em: 13 jun. 2024.

BRASIL. GT Modernização do Setor Elétrico - Portaria nº 187/2019. **Relatório do Grupo Temático - Aprimoramento do MRE**. Brasília, DF, jul. 2019. Disponível em: <<https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 12 jun. 2024.

BRASIL. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 11 jan. 2013. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm>. Acesso em: 11 dez. 2023.

BRASIL. **Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 12 set. 2012. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Mpv/579.htm>. Acesso em: 11 dez. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 101, de 22 de março de 2016**. Definiu a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 jun. 2016. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016101spde.pdf>>. Acesso em: 28 mar. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 178, de 3 de maio de 2017**. Definiu os valores revistos de garantia física de energia das UHEs Despachadas Centralizadamente no SIN. Diário Oficial da União,

Brasília, DF, 04 mai. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2017178mme.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 50, de 27 de setembro de 2022**. Definiu o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 set. 2022. Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>>. Acesso em: 2 jun. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN**. Brasília, DF, 15 abr. 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-352/topico-463/Relat%C3%B3rio%20Final_25Abril2017.pdf>. Acesso em: 9 dez. 2023.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Geração por Usina em Base Horária**. Rio de Janeiro, RJ, 27 mai. 2024. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-usina-2>>. Acesso em: 2 jun. 2024.

CARVALHO, Cássio Giuliani. **Lastro de Energia do Sistema Hidrotérmico Brasileiro**. Ponta Grossa - PR: Atena, 2024. Disponível em: <<https://atenaeditora.com.br/catalogo/ebook/lastro-de-energia-do-sistema-hidrotermico-brasileiro>>. Acesso em: 25 jan. 2024.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto. **Sobre a Forma de Redução do Consumo de Energia Elétrica**. Valor Econômico. São Paulo, 14 abr. 2014. Disponível em: <https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_castro150.pdf>. Acesso em: 11 set. 2023.

GERTLER, P. J. *et al.* **Avaliação de Impacto na Prática**. Washington: World Bank, 2015. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/ieinpractice>>. Acesso em: 21 abr. 2023

LEONEL, Laís Domingues; BALAN, Mateus Henrique; RAMOS, Dorel Soares; REGO, Erik Eduardo; DE MELLO, Rodrigo Ferreira. **Financial Risk Control of Hydro Generation Systems through Market**

Intelligence and Stochastic Optimization. Energies 2021, 14, 6368, doi.org/10.3390/en14196368. 5 out. 2021. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/19/6368>>. Acesso em: 8 dez. 2023.

KNIGHT, F. H.; JONES, D. E. **Risk, Uncertainty and Profit.** Reimpressão. Washington, D.C.: Beard Books, 2002. 381 p. ISBN 1587981262.

MELO, Jonas L.; ALVES, Antônio C. B.; BRIGATO, Gelson A; NEGRETE, Lina P. G. **Mercado de Energia Elétrica: Volatilidade do Preço Spot e Risco da Geração Hidrelétrica com Despacho Centralizado.** Anais do VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Natal, Rio Grande do Norte; 2016. Disponível em: <https://www.researchgate.net/profile/Antonio-Alves-7/publication/305201242_Mercado_de_Energia_Eletrica_Volatilidade_do_Preco_Spot_e_Risco_da_Geracao_Hidreletrica_com_Despacho_Centralizado/links/579dfe0d08ae5d5e1e1712b7/Mercado-de-Energia-Eletrica-Volatilidade-do-Preco-Spot-e-Risco-da-Geracao-Hidreletrica-com-Despacho-Centralizado.pdf> Acesso em: 25 ago. 2023.

OLIVEIRA, Adilson de. **Setor Elétrico: Desafios e Oportunidades.** Textos para Discussão CEPAL-IPEA, 33. 39p. Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. CEPAL II. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. IPEA III. Brasília. Escritório no Brasil/IPEA, 2011. Disponível em: <https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/28159/S201190_pt.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2023.

OLIVEIRA, Bernardo; SOUZA, Claudemir; TEIXEIRA, Tatiane; SANTOS, Isabela; SOARES, Gustavo; EKEL, Petr; PEREIRA, Rafael; **Robust Energy Seasonalization Strategy in the Brazilian Electricity Market.** International Journal of Innovative Science and Research Technology (IJISRT) ISSN No: -2456-2165, vol 6, issue 12, p. 999-1007. 12 dez. 2021. Disponível em: <<https://www.ijisrt.com/robust-energy-seasonalization-strategy-in-the-brazilian-electricity-market>> Acesso em: 1 dez.2023.

OLIVEIRA, Carlos Augusto C. N. V. de. SANTANA, Edvaldo Alves de. **Análise da Indústria de Energia Elétrica do Brasil: Abordagem Através da Economia dos Custos de Transação.** Repositório do Conhecimento do IPEA. Pesq. Plan. Econ., vol. 29, n. 2 ago. 1999. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/3919/1/PPE_v29_n02_Analise.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2023.

PAIM, Maria-Augusta; DALMARCO, Arthur R.; YANG, Chung-Han; SALAS, Pablo; LINDNER, Sören; MERCURE, Jean-Francois; GUERRA, José Baltazar S. O. A.; DERANI, Cristiane; DA SILVA Tatiana B.; VIÑUALES Jorge E. **Evaluating Regulatory Strategies for Mitigating Hydrological Risk in Brazil Through Diversification of Its Electricity Mix.** Energy Policy, vol. 128: p. 393-401, doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.064. Mai. 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030142151830870X>> Acesso em: 1 dez. 2023.

PSR. **Energy Report.** Edição 141. Rio de Janeiro. set. 2018.

RANDOLPH, Justus J.; FALBE, Kristina, MANUEL, Austin K., BALLOUN, Joseph L. **A Step-By-Step Guide to Propensity Score Matching In R.** Practical Assessment, Research & Evaluation, vol. 19, Nov. 2014. Disponível em: <https://www.researchgate.net/profile/Justus-Randolph/publication/290316911_A_step-by-step_guide_to_propensity_score_matching_in_R/links/5830a63708aef19cb817f7e9/A-step-by-step-guide-to-propensity-score-matching-in-R.pdf?_sg%5B0%5D=VE_A4o8Nwt9867yQWltnXmEgbyKS_J7k2btjJy8z3iCs3UEpLAnpUV90B5M3V4bgPDcNZF6UOeHH770dPFATTg.VLW2BslyYgMpfH0M_WC5o2sfjOS6GWJwfk-aVc3ifReNu-T6Wt6d-b1ugod48DY_a-WAMASpwYEBKB0vkFoDXQ&_sg%5B1%5D=YAzTIsKU22Ax5wLSelt3cqVck846KsrfAJ6U-8uY8a-kyGIshEU-sHPK54zFYGtYBe21D34gzvojgiuqh40Fb8rFljI8K6gWhH9vN4GGzaQE.VLW2BslyYgMpfH0M_WC5o2sfjOS6GWJwfk-aVc3ifReNu-T6Wt6d-b1ugod48DY_a-WAMASpwYEBKB0vkFoDXQ&_iepl=>>. Acesso em: 2 jun. 2024.

RUDNICK, Hugh; BARROSO, Luiz Augusto; MORENO, Rodrigo; FERREIRA, Rafael; PEREIRA, Eduardo. **Facilitating the Integration of Renewables in Latin America: The Role of Hydropower Generation and Other Energy Storage Technologies.** IEEE Power & Energy Magazine, vol. 15, p. 68-80, Set. 2017. Disponível em: <<https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/148712/Facilitating-the-Integration-of-Renewables-in-Latin-America.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 13 jun.2024.

ROMANO, Patrícia R.; SAMPAIO, Raquel M. B.; CARVALHO, Anne E. C. **Evidences from the Brazilian Federal Highway Concession Program On Economic Development.** 49º Encontro Nacional de Economia. 2021.

Formato online. Disponível em:
<https://www.anpec.org.br/encontro/2021/submissao/files_1/i10-5586cfc866e1449d87a132997ae9e31b.pdf>. Acesso em: 2 jun. 2024.

SANTANA, Edvaldo Alves de. **Economia dos Custos de Transação, Direito de Propriedade e a Conduta das Empresas no Setor Elétrico Brasileiro**. 34º Encontro Nacional de Economia. 2006. Salvador. Disponível em:
<<https://anpec.org.br/encontro2006/artigos/A06A065.pdf>>. Acesso em: 26 ago. 2023.

SAUER, Ildo. **Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro**. 1ª versão. Universidade de São Paulo – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. São Paulo. 2002. Disponível em:
<<https://www.bancor.com.br/Index/UmNovoModeloParaoSetorEletricodez2002.pdf>>. Acesso em: 26 ago. 2023.



APÊNDICES

APÊNDICES

APÊNDICES

APÊNDICE A - USINAS HIDRELÉTRICAS DO GRUPO TRATAMENTO

14 de Julho	Furnas	Passo Fundo
Água Vermelha (Antiga José Ermírio de Moraes)	Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	Passo Real
Aimorés	Gov. José Richa (Salto Caxias)	Pedra do Cavalo
Alzir dos Santos Antunes (Antiga Monjolinho)	Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	Peixe Angical
Amador Aguiar I (Antiga Capim Branco I)	Guaporé	Pereira Passos
Amador Aguiar II (Antiga Capim Branco II)	Guilman Amorim	Picada
Baguari	Henry Borden	Pirajú
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	Ibitinga	Ponte de Pedra
Barra Bonita	Igarapava	Porto Colômbia
Barra dos Coqueiros	Ilha dos Pombos	Porto Estrela
Barra Grande	Irapé	Porto Primavera (Eng. Sérgio Motta)
Boa Esperança (Antiga Castelo Branco)	Itá	Promissão (Mário Lopes Leão)
Cachoeira Dourada	Itaipu	Quebra Queixo
Caconde	Itapebi	Queimado
Caçu	Itaúba	Retiro Baixo
Campos Novos	Itiquira I	Risoleta Neves (Candongá)
Cana Brava	Itiquira II	Rosal
Canoas I	Itumbiara	Rosana
Canoas II	Jacuí	Sá Carvalho
Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	Jaguara	Salto
Castro Alves	Jaguari	Salto do Rio Verdinho
Chavantes	Jauru	Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez)
Complexo Paulo Afonso-Moxotó	Jurumirim (Armando Avellanal Laydner)	Salto Osório
Corumbá I	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Salto Pilão
Corumbá III	Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	Salto Santiago
Corumbá IV	Luiz Gonzaga (Itaparica)	Santa Branca (SP)
Curuá-Una	Machadinho	Santa Clara (MG)
Dona Francisca	Manso	Santa Clara (PR)
Emborcação	Marechal Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	São Salvador
Eng. José Luiz Muller de Godoy Pereira (Foz do Rio Claro)	Marimbondo	São Simão
Espora	Mascarenhas	Serra da Mesa

Estreito (Luiz Carlos Barreto
de Carvalho)

Euclides da Cunha
Fontes Nova

Foz do Chapecó

Fundão
Funil (MG)
Funil (RJ)

Miranda

Monte Claro
Nilo Peçanha

Nova Avanhandava (Rui
Barbosa)

Nova Ponte
Ourinhos
Paraibuna

Serra do Facão

Sobradinho
Sobragi

Taquaruçu (Escola
Politécnica)

Tucuruí I e II
Volta Grande
Xingó

APÊNDICE B - USINAS HIDRELÉTRICAS DO GRUPO CONTROLE

Baixo Iguaçu Balbina	Ferreira Gomes Garibaldi Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	Santo Antônio Santo Antônio do Jari
Barra do Braúna	Ilha Solteira Equivalente	São Domingos
Batalha (Paulista) Belo Monte Cachoeira Caldeirão	Itutinga Jirau	São José São Manoel São Roque
Camargos Coaracy Nunes Colíder Dardanelos Estreito Tocantins	Jupia (Eng. Souza Dias) Mauá Passo São João Rondon II Samuel	Simplicio Teles Pires Três Irmãos Três Marias



idp

Bo
pro
cit
ref
Ness
são e

idp

A ESCOLHA QUE
TRANSFORMA
O SEU CONHECIMENTO