

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

CENTRO TECNOLÓGICO

José Mateus Koerich

**ANÁLISE COMPARATIVA DOS IMPACTOS FINANCEIROS GERADOS PELA
ESCOLHA DA SAZONALIZAÇÃO DO LASTRO DE ENERGIA EM PCHs E CGHs:
ESTUDO DE CASO REFERENTE ÀS RESOLUÇÕES NORMATIVAS N° 898/2020
E N° 899/2020**

Florianópolis, 2023

José Mateus Koerich

**ANÁLISE COMPARATIVA DOS IMPACTOS FINANCEIROS GERADOS PELA
ESCOLHA DA SAZONALIZAÇÃO DO LASTRO DE ENERGIA EM PCHs E CGHs:
ESTUDO DE CASO REFERENTE ÀS RESOLUÇÕES NORMATIVAS N° 898/2020
E N° 899/2020**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Universidade Federal de
Santa Catarina como parte dos requisitos
para a obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.

Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, D.
Eng.

Florianópolis, 2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Koerich, José Mateus

ANÁLISE COMPARATIVA DOS IMPACTOS FINANCEIROS GERADOS PELA
ESCOLHA DA SAZONALIZAÇÃO DO LASTRO DE ENERGIA EM PCHs E CGHs:
ESTUDO DE CASO REFERENTE ÀS RESOLUÇÕES NORMATIVAS Nº 898/2020 E
Nº 899/2020 / José Mateus Koerich ; orientador, Erlon Cristian
Finardi, 2023.

70 p.

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

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Mecanismo de Realocação de
Energia. 3. Lastro de Energia. 4. Sazonalização. 5. Resolução
Normativa da ANEEL nº899. I. Finardi, Erlon Cristian . II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

José Mateus Koerich

Análise Comparativa dos Impactos Financeiros Gerados pela Escolha da Sazonalização do Lastro de Energia em PCHs e CGHs: Estudo de Caso Referente às Resoluções Normativas nº 898/2020 e nº 899/2020

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

Florianópolis, 18 de dezembro de 2023.

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

Banca Examinadora:

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Fellipe Fernandes Goulart dos Santos, D. Eng.
CEMIG

Felipe Nicolau Dias, Technol. em Sistemas de Energia
CAMERGE

Este trabalho é dedicado aos meus pais e meu irmão, sendo eles os pilares fundamentais no decorrer desta jornada. Não haveria se quer possibilidade sem o vosso apoio e força.

AGRADECIMENTOS

Através deste trabalho findo minha jornada acadêmica na Universidade Federal de Santa Catarina. Um período longo aos olhos de muitos, porém curto aos que o vivenciam. Nesta jornada, para além da formação acadêmica, pude me desenvolver como profissional e também de maneira pessoal. Deste modo, agradeço ao corpo docente que faz com que o curso de Engenharia Elétrica seja um dos melhores do Brasil.

Agradeço à Deus por me guiar sob este caminho com sua luz.

Agradeço aos meus pais, Inaldo Koerich e Mariléia Venturella Koerich, por sempre estarem ao meu lado, nos melhores e piores momentos, conferindo apoio e incentivo para que me tornasse o que sou hoje, sem eles não poderia chegar aonde estou, e muito menos, ter a possibilidade de melhorar.

Agradeço meu estimado irmão, João Artur Koerich, por todo apoio prestado durante a execução deste trabalho, sendo meus olhos perante cada palavra escrita, sempre inspecionando e proporcionando críticas construtivas acima do conteúdo. Obrigado por ser meu primeiro e melhor amigo.

À graduanda em Medicina pela Faculdade Pequeno Príncipe – FPP, Maria Luiza Schvinn, por seu auxílio ao decorrer do trabalho, ajudando na medida do possível, com extrema exatidão.

Estendo também meus agradecimentos à empresa CAMERGE, por me proporcionar a oportunidade de conhecer e me aperfeiçoar nesta área.

Agradeço ao André Luiz Costa Silva, gerente de Back Office na CAMERGE, o qual esteve ao lado para auxiliar e tirar as dúvidas mais árduas ao longo da realização do trabalho.

E por fim, ao Felipe Nicolau Dias, por me indicar o tema e estar nesta jornada junto comigo, sempre me ensinando sobre o assunto, debatendo e fazendo o possível para que ao final tudo estivesse correto.

“Todo efeito tem uma causa. Todo efeito inteligente tem uma causa inteligente. O poder da causa inteligente está na razão da grandeza do efeito.” (KARDEC, 1869)

RESUMO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) se apresenta como um sistema complexo tanto em sua operação, como em sua parte comercial. Na necessidade de reformulações da organização deste sistema, visto que, países como Reino Unido e Chile, já apresentavam novas posições quanto a reformas estruturais e a comercialização de energia elétrica, foram dados os primeiros passos da abertura do mercado de energia elétrica no Brasil. Ao passar dos anos, esta abertura culminou na criação do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e de Contratação Regulada (ACR), tanto como, em novas legislações e mecanismo para o aperfeiçoamento da operação mercadológica entre agentes do SEB. Neste cenário, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), com o objetivo de compartilhar, entre as usinas hidrelétricas, as quais representam os integrantes do mecanismo, os riscos ligados às condições hidrológicas. Dessa forma, visando a melhoria deste mecanismo, em 2020, foram publicadas as Resoluções Normativas (RENs) n° 898 e 899, as quais alteram as regras de sazonalização do lastro para fins de MRE. Inserido nesta mudança normativa, o presente trabalho visa analisar os impactos financeiros, decorridos da forma de sazonalização da garantia física, em PCHs e CGHs, baseando-se nas regras de sazonalização do MRE vigentes apartir de 2027. Com o fim alcançar o objetivo do trabalho, foi construído um modelo de simulação de diferentes cenários para as sazonalizações, levando em conta três usinas, gerando-se as receitas tomadas como base para as análises comparativas, sendo estas feitas sob o uso do Conditional Value at Risk (CVaR), visando a maximização das receitas e aversão a riscos.

Palavras-chave: Lastro de Energia. Mecanismo de Realocação de Energia. Sazonalização. Resolução Normativa da ANEEL n°898. Resolução Normativa da ANEEL n°899.

ABSTRACT

The Brazilian Electrical System presents itself as a complex system both in its operation and commercial aspects. Recognizing the need for reorganization of this system, given that countries such as the United Kingdom and Chile had already adopted new positions regarding structural reforms and the commercialization of electrical energy, the first steps were taken to open the electrical energy market in Brazil. Over the years, this opening created a Free Contracting Environment and a Regulated Contracting Environment, as well as new legislations and mechanisms to enhance the market operation among Brazilian Electrical agents. In this scenario, the Energy Reallocation Mechanism was created to share risks related to hydrological conditions among hydroelectric plants, representing the mechanism's members. Thus, seeking to improve this mechanism, in 2020, Regulatory Resolutions n° 898 and 899 were published, altering the rules for the seasonalization of the capacity in the mechanism. Embedded in this normative change, this paper aims to analyze the financial impacts of the seasonalization of energy surplus in Micro Hydropower and Small Hydropower based on the seasonalization rules of the Energy Reallocation Mechanism in force after 2027. To achieve the study's goal, a model of simulations for different seasonalization scenarios was constructed, considering three plants, generating revenues used as a basis for comparative analyses. These analyses used Conditional Value at Risk (CVaR) to maximize revenues and risk aversion.

Keywords: Energy Ballast. Energy Reallocation Mechanism. Seasonalization. ANEEL Normative Resolution n°898. ANEEL Normative Resolution n°899.

LISTA FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Estrutura da Governança Setorial | 20 |
| Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira | 23 |
| Figura 3 – Evolução da Matriz Eletroenergética Brasileira | 24 |
| Figura 4 – Potencial Hídrico de PCHs e CGHs por estado | 25 |
| Figura 5 - Representatividade por Ambiente | 31 |
| Figura 6 – Curva da geração hidrelétrica, GF sazonalizada e PLD SE/CO no MRE em 2018 | 33 |
| Figura 7 – Contabilização dos Agentes do MRE entre Janeiro/2023 e Julho/2023... | 34 |
| Figura 8 – Desvio Padrão entre a GF Sazonalizada e Flat entre 2008 e 2018 | 35 |
| Figura 9 – Desvio Padrão entre a GF Sazonalizada e Flat entre 2008 e 2018 | 36 |
| Figura 10 – Resultados das simulações no cenário “flat” | 38 |
| Figura 11 – Resultados das simulações no cenário sazonalizado | 38 |
| Figura 12 - Fator de Referência de Sazonalização do MRE para 2023 | 43 |
| Figura 13 – Valores previstos e reais de GSF para os meses de 2023 | 44 |
| Figura 14 – Geração de fontes incentivadas entre 2018 e 2022 | 45 |
| Figura 15 – Exemplo de curva de sazonalização da GF para fins de lastro | 49 |
| Figura 16 – Curvas de sazonalização da GF para fins de MRE e para fins de lastro da PCH Rio do Sapo | 51 |
| Figura 18 – Curvas de sazonalização da GF para fins de MRE e para fins de lastro da PCH Forquilha IV | 55 |
| Figura 19 – Gráfico das receitas com a GF sazonalizada e de forma “flat” por cenário da PCH Forquilha IV | 57 |
| Figura 20 – Curvas de sazonalização da GF para fins de MRE e para fins de lastro da CGH Índio Condá | 59 |
| Figura 21 – Gráfico das receitas com a GF sazonalizada e de forma “flat” por cenário da CGH Índio Condá | 61 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Quadro de composição da receita anual da PCH Rio do Sapo no cenário “flat” | 52 |
| Tabela 2 – Quadro de composição da receita anual da PCH Rio do Sapo no cenário sazonalizado | 52 |
| Tabela 3 – Receitas obtidas da PCH Rio do Sapo para a GF sazonalizada e “flat” com CVaR 95% | 54 |
| Tabela 4 – Quadro de composição da receita anual da PCH Forquilha IV no cenário “flat” | 56 |
| Tabela 5 – Quadro de composição da receita anual da PCH Forquilha IV no cenário sazonalizado | 56 |
| Tabela 6 – Receitas obtidas da PCH Forquilha IV para a GF sazonalizada e “flat” com CVaR 95% | 59 |
| Tabela 7 – Quadro de composição da receita anual da CGH Índio Condá no cenário “flat” | 60 |
| Tabela 8 – Quadro de composição da receita anual da CGH Índio Condá no cenário sazonalizado | 60 |
| Tabela 9 – Receitas obtidas da CGH Índio Condá para a GF sazonalizada e “flat” com CVaR 95% | 63 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ABRAPCH | Associação Brasileira de PCH e CGH |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulado |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ANP | Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis |
| CCEAL | Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre |
| CCEAR | Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado |
| CCEAR-D | Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade |
| CCEAR-Q | Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Quantidade |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CGH | Central Geradora Hidrelétrica |
| CMSE | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| CP | Consulta Pública |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| GF | Garantia Física |
| GSF | <i>Generation Scaling Factor</i> |
| GT | Grupo de Trabalho |
| LEE | Leilão de Energia Existente |
| LEN | Leilão de Energia Nova |
| MCP | Mercado de Curto Prazo |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MRE | Mecanismo de Realocação de Energia |
| MVE | Mecanismo de Venda de Excedentes |
| NT | Nota Técnica |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica |
| PLD | Preço de Liquidação das Diferenças |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |

| | |
|------|--|
| REN | Resolução Normativa |
| Sazo | Sazonalização |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| TEO | Tarifa de Otimização de Energia |
| TUSD | Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição |
| TUST | Tarifa do Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão |
| UHE | Usina Hidrelétrica |
| VBA | <i>Virtual Basic for Applications</i> |

SUMÁRIO

| | | |
|------------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 16 |
| 1.1 | Estrutura do Trabalho | 17 |
| 1.2 | Objetivo Geral | 18 |
| 1.3 | Objetivos Específicos | 18 |
| 2 | CONCEITOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO | 19 |
| 2.1 | Governança Setorial | 19 |
| 2.1.1 | MME (Ministério de Minas e Energia)..... | 20 |
| 2.1.2 | CNPE (Conselho Nacional de Política Energética)..... | 21 |
| 2.1.3 | CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico)..... | 21 |
| 2.1.4 | ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)..... | 21 |
| 2.1.5 | ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)..... | 22 |
| 2.1.6 | CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) | 22 |
| 2.1.7 | EPE (Empresa de Pesquisa Energética) | 22 |
| 2.2 | Matriz Energética Brasileira | 23 |
| 2.2.1 | PCHs e CGHs | 24 |
| 2.3 | Conceitos Essenciais | 26 |
| 2.3.1 | MRE | 26 |
| 2.3.2 | Garantia Física..... | 26 |
| 2.3.2.1 | Sazonalização da Garantia Física para fins de Lastro..... | 27 |
| 2.3.2.2 | Sazonalização para fins de MRE | 28 |
| 2.3.3 | Fator de Ajuste - GSF..... | 28 |
| 2.3.4 | "Spread"..... | 29 |
| 2.4 | Ambientes de Contratação de Energia | 29 |
| 2.4.1 | ACR (Ambientes de Contratação de Regulada) | 30 |
| 2.4.2 | ACL (Ambientes de Contratação de Livre) | 30 |
| 3 | MOTIVAÇÃO | 32 |
| 3.1 | Separação da Garantia Física para fins de Lastro e do MRE | 33 |
| 3.2 | Variação da sazonalização pós REN n°584/2013 | 34 |
| 3.3 | Sazonalização x "Flat" | 35 |
| 3.4 | Proposição de limites para a sazonalização | 37 |
| 3.5 | Resoluções | 39 |
| 3.5.1 | Resolução Normativa n° 898/2020 | 39 |
| 3.5.2 | Resolução Normativa n° 899/2020 | 40 |

| | | |
|-----|--|----|
| 4 | METODOLOGIA | 42 |
| 4.1 | Definição do GSF | 43 |
| 4.2 | Definição do “ <i>Spread</i> ” | 45 |
| 4.3 | Definição dos cenários de PLD..... | 46 |
| 4.4 | Exposição ao MCP no MRE..... | 47 |
| 4.5 | Receita através do contrato de Longo Prazo..... | 47 |
| 4.6 | Receita através do Mercado de Curto Prazo..... | 48 |
| 4.7 | Formação da sazonalização do lastro de energia | 48 |
| 5 | RESULTADOS | 50 |
| 5.1 | PCH Rio do Sapo..... | 50 |
| 5.2 | PCH Forquilha IV..... | 54 |
| 5.3 | CGH Índio Condá | 59 |
| 6 | CONCLUSÃO | 64 |
| 7 | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 66 |

1 INTRODUÇÃO

No caso do Brasil, por sua grande extensão territorial, a qual é cortada por rios e com alta presença de planaltos, estima-se que seu potencial hidrelétrico alcance 172 GW, sendo que mais de 60% deste valor já foi aproveitado (EPE, 2023c). Ao encontro com este índice de potencial, em 2022, a matriz elétrica brasileira continuou sendo dominada pela fonte hidráulica, que representa 61,9% do total (EPE, 2020).

Neste cenário de predomínio e dependência do recurso hídrico em relação à matriz elétrica brasileira, a operação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é complexa, tanto na parte técnica, quanto na parte comercial, visto que a geração hidrelétrica está profundamente atrelada às afluições de rios e índices pluviométricos variados. Atualmente, para o funcionamento coordenado de usinas hidrelétricas de grande porte, é realizado o despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Sob a ótica mercadológica desta espécie de despacho, e pela percepção de riscos hidrológicos pertinentes às usinas que fazem uso desta fonte, através da regulamentação do Decreto nº 2.655 de 1998, houve a instituição do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Com o passar dos anos e a presença de casos críticos de crises hídricas, o MRE teve suas regras reformuladas, a fim de manter o seu objetivo de compartilhar riscos hidrológicos e promover um ambiente de atratividade financeira para empreendimentos hidrelétricos. Através da REN nº584 de 2013, houve a separação entre a garantia física para fins de lastro e garantia física para fins de MRE, com intuito de dar a possibilidade do agente gerador definir estratégias de atendimento aos seus contratos de venda (GF lastro) e de definir estratégias de exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP), não se expondo a penalidades, como a insuficiência de lastro, podendo tomar decisões alternativas em cima do seu lastro de energia.

Em 2020, com a instauração da CP N°45, foram promovidas alternativas para as regras de sazonalização do MRE vigentes naquele período, visto que, o mecanismo não apresentava os mesmos resultados esperados. Após a CP N°45, no mesmo ano, foram instituídas as RENs nº 898 e 899, as quais incorporaram as propostas da Consulta Pública de sazonalização da GF para fins de MRE.

Deste modo, inserido no contexto de reformulação das regras de sazonalização da GF para fins de MRE, este trabalho visa analisar o impacto financeiro nas PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais Geradoras Hidrelétricas) ao

dispor a garantia física para fins de lastro de duas maneiras, de forma “flat” ou por sazonalização própria. A ideia é de obter por simulações e construções de possíveis cenários, com o uso da análise comparativa, sob quais decisões de sazonalização da garantia física para fins de lastro, as usinas utilizadas apresentam melhor desempenho financeiro e maior aversão à riscos.

1.1 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por cinco capítulos. Neste capítulo inicial são abordados a introdução, que contém a problemática a ser trabalhada; o objetivo geral e os objetivos específicos. Em seguida, no segundo capítulo, será realizada a apresentação de conceitos do SEB para que o leitor se aprofunde em relação ao tema discutido, sendo apontadas a governança setorial do SEB, formato da matriz elétrica brasileira, conceitos direcionados à compreensão do MRE e os ambientes de contratação.

Para o terceiro capítulo, são expostas as motivações para as mudanças normativas do MRE. Nesta parte, após ser demonstrado o cenário que permitiu a alteração das regras do mecanismo, foram explicitadas as RENs (Resoluções Normativas) nº 898 e 899 de 2020.

No capítulo quatro, será descrita a metodologia utilizada no modelo de simulações de receitas, sendo abordado o modo como foram definidos os parâmetros necessários no modelo, por exemplo o GSF mensal, tanto quanto, os cálculos para se obter a forma de sazonalização própria e as receitas provenientes desta sazonalização.

Já o capítulo cinco dá segmento à abordagem do modelo de simulações, sendo apresentados os resultados gerados, discussão e análise do comportamento das receitas obtidas, comparando-se a as formas de sazonalização da garantia física para fins de lastro, “flat” ou própria.

Ao fim, no sexto capítulo, é feita a conclusão das análises feitas anteriormente, sendo discutidas as vantagens e desvantagens das formas de sazonalização escolhidas, através das receitas geradas em cada usina e pela métrica de risco CVaR.

1.2 Objetivo Geral

Realizar análises comparativas dos impactos financeiros refletidos em PCHs e CGHs, por meio da escolha de duas formas de sazonalização da garantia física para fins de lastro, através do método próprio ou “flat”, levando em conta as RENs n° 898 e 899 de 2020, tanto quanto, simulações de cenários de receita.

1.3 Objetivos Específicos

De forma a alcançar o objetivo geral do trabalho vigente, foram estabelecidos os objetivos específicos dispostos abaixo:

- Compreender e apresentar as alterações normativas ocorridas no MRE ao longo dos anos com ênfase nas RENs n° 898 e 899;
- Implementar um modelo de simulações de receitas, utilizando-se dos parâmetros que permeiam o MRE e mercado de energia elétrica no Brasil, como o GSF, hoje conhecido como fator de ajuste do MRE; sazonalização do lastro para fins do mecanismo; variação do PLD; spread e sazonalização da garantia física para fins de lastro;
- Analisar as receitas geradas, focando na maximização desta e na aversão a riscos financeiros, com o uso, principalmente, da métrica de riscos CVaR, sob baixa taxa de exposição.

2 CONCEITOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

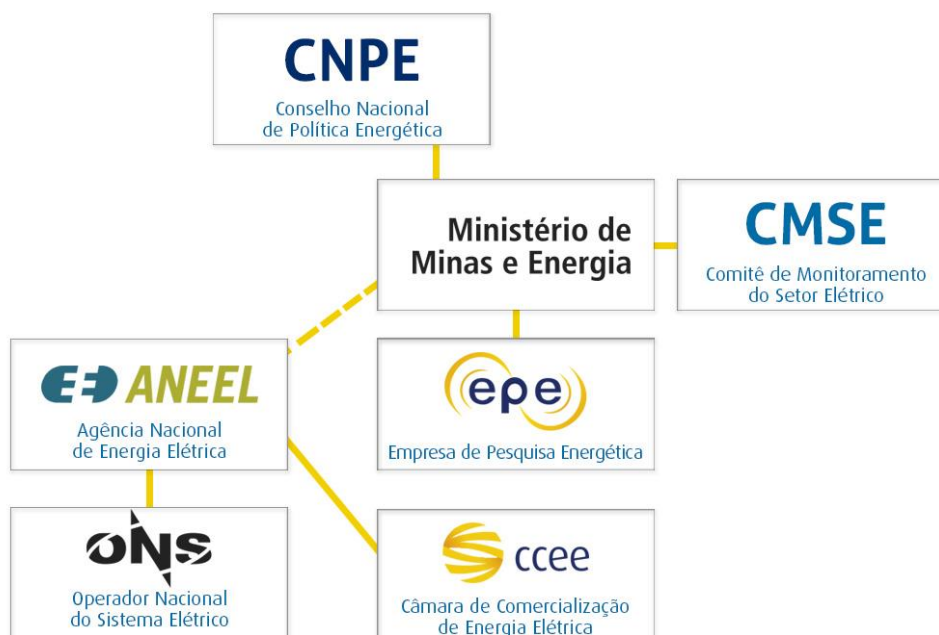
No Brasil, devido ao seu território extenso e a forte relação de sua fonte eletroenergética com recursos hídricos, fez-se obrigatório a organização e reformulação de seu setor elétrico. Dessa forma, foram criadas instituições com o passar dos anos, para que fosse possível a correta coordenação das demandas provenientes do SEB. Ao mesmo passo em que criou-se uma governança setorial no SEB, também em questões mercadológicas, houve a institucionalização de ambientes de comercialização de energia, visto que ao redor do mundo, países como Reino Unido e Chile, em meados da década de 80, já se organizavam em relação a esta questão, trazendo à tona conceitos de mercado atacadista (VIANA, 2018). Deste modo, estabeleceu-se o ACR e ACL no Brasil, com suas regras e funcionalidades.

Portanto, neste capítulo, estão descritos os conceitos necessários para melhor entendimento em relação ao setor elétrico brasileiro, permeando a estrutura de governança setorial, assim como, noções essenciais em relação ao mercado de energia elétrica brasileiro.

2.1 Governança Setorial

Composto por sete instituições, o setor elétrico brasileiro passou por diferentes reformulações, visto a necessidade da atualização frente ao desenvolvimento do próprio setor. Casos como os apagões presenciados entre os anos de 2001 e 2002, racionamento de energia elétrica e a necessidade de atrair investimentos, com participação da iniciativa privada, culminaram na atual estrutura do SEB (SILVA, 2007). Através do Decreto nº 5.163 de 2004, foi regulamentado a estrutura do SEB, sendo fundamentada nas seguintes instituições apresentadas a seguir. Segue abaixo na Figura 1, a composição institucional do SEB.

Figura 1 – Estrutura da Governança Setorial



Fonte: MME

2.1.1 MME (Ministério de Minas e Energia)

O MME se responsabiliza pela condução das políticas energéticas no Brasil, sendo este ministério responsável pela pasta de assuntos relacionados à exploração de recursos minerais e energéticos brasileiros (BRASIL, 2003). De maneira específica, conforme a Lei Nº 10.683 de 2003, o MME tem entre suas competências as seguintes matérias:

- Geologia, recursos minerais e energéticos;
- Aproveitamento da energia hidráulica;
- Mineração e metalurgia;
- Petróleo, combustível, energia elétrica e até nuclear.

Vale ressaltar que neste órgão é coordenado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

2.1.2 CNPE (Conselho Nacional de Política Energética)

Responsável pela formulação de políticas e diretrizes energéticas, o CNPE também realiza o assessoramento da Presidência da República em assuntos ligados a estes âmbitos. Para sua composição são necessárias a representação da sociedade civil, sendo esta por especialistas da área de energia; da área acadêmica, por especialistas desta área; dos Estados e do Distrito Federal, realizada por indicação pelo Fórum Nacional de Secretários de Estado de Minas e Energia; e por dezesseis ministros e pelo presidente da EPE, sendo presidido o conselho pelo Ministro de Estado de Minas e Energia (MME, 2023e).

2.1.3 CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico)

O CMSE atua como um órgão coordenado diretamente pelo MME. Seus objetivos são de fazer o acompanhamento, além da avaliação, de questões relacionadas à segurança do suprimento energético, assim como de sua continuidade, atuando como um executor das diretrizes já formuladas perante estes tópicos. Este comitê é integrado por representantes do MME, ONS, CCEE, EPE, ANP e ANEEL (MME, 2023c).

2.1.4 ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Composta por um corpo técnico, a ANEEL tem como principais funções regular e fiscalizar agentes de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica; realizar o estabelecimento de tarifas; conferir permissão e outorga para empreendimentos e serviços de energia elétrica e implementar as diretrizes que provém do governo federal e se relacionam com a exploração de energia elétrica.

A ANEEL se classifica como uma autarquia em regime especial com vínculo com o MME, porém sendo autônomo a este (MME, 2023a).

2.1.5 ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)

O ONS, como órgão técnico, é responsável por coordenar, tanto como, controlar a operação do setor de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN). O órgão é fiscalizado e regulado pela ANEEL, atuando como uma associação civil sem fins lucrativos. Além de coordenar e controlar, a ONS realiza o planejamento de operação do SIN em períodos de curto, médio e longo prazo (NOS, 2023).

2.1.6 CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Fiscalizada pela ANEEL, a CCEE se responsabiliza, principalmente, pela fiscalização e gerenciamento de questões contratuais e de comercialização de energia no ACR e ACL, levantamento de balanços contábeis envolvendo o mercado livre de energia, o cálculo do PLD de forma diária, tanto como, promoção de leilões de energia elétrica de forma a seguir as regras dos leilões feitas pela ANEEL, com o auxílio de consultas públicas.

A CCEE se configura como uma sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, sendo sua receita originada através de contribuição associativa dos agentes que integram o ACL (CCEE, 2023e).

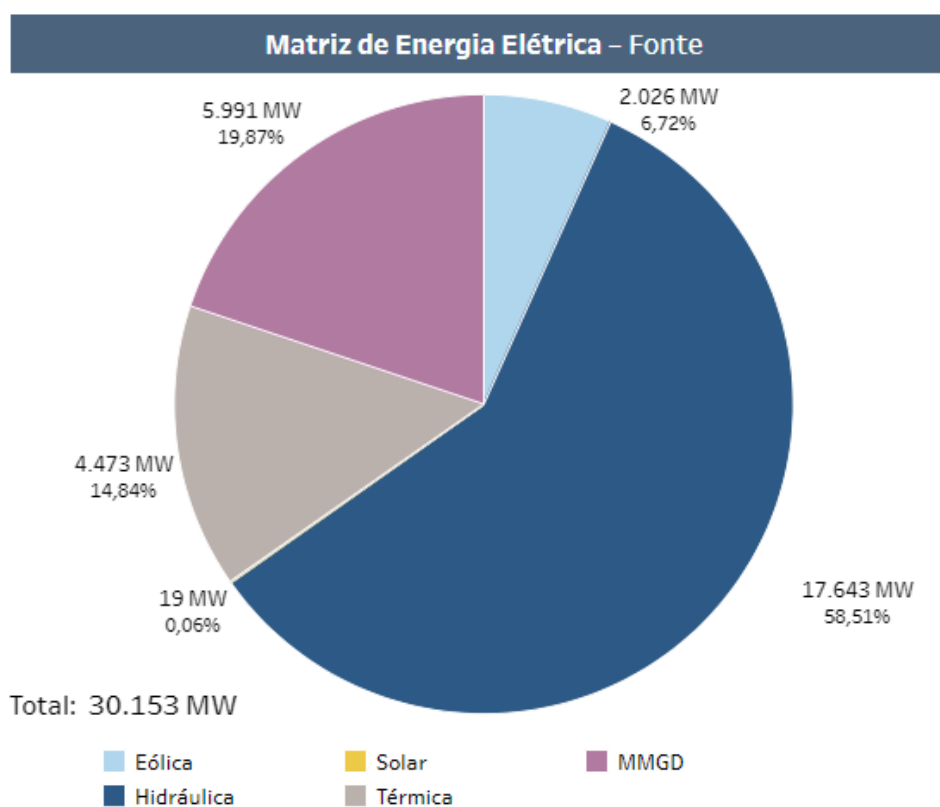
2.1.7 EPE (Empresa de Pesquisa Energética)

Com vínculo ao MME, a EPE realiza estudos e pesquisas com o fim de planejar o setor energético brasileiro, assegurando o desenvolvimento de forma sustentável de sua infraestrutura. A partir das diretrizes do CNPE são materializados os estudos e pesquisas da EPE, sendo esse órgão responsável pela expansão do setor (EPE, 2023d).

2.2 Matriz Energética Brasileira

A matriz elétrica brasileira se constitui fundamentalmente da produção de energia advinda de fontes hidráulicas, como na Figura 2 abaixo, em dado publicado pelo ONS para o mês de outubro de 2023, demonstrando que 58,51% da matriz elétrica é representada por este tipo de fonte.

Figura 2 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira

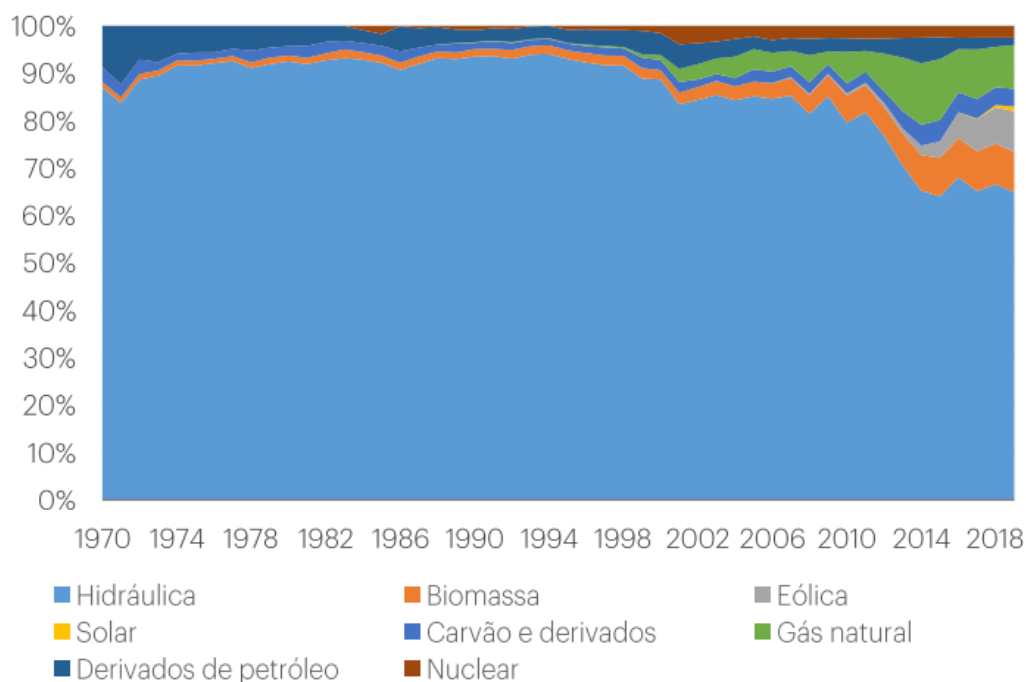


Fonte: ONS

O cenário brasileiro, em relação às fontes energéticas, atualmente, apresenta maior diversidade se comparado a cenários ante apagões ocorridos entre 2001 e 2002. Isto decorre pelo fato do Brasil ser um país de dimensões continentais, portanto as condições hidrológicas ocorrem de formas distintas ao longo de todo o território, culminando em alguns casos no declínio na produção hidrelétrica, e por consequência, no risco de racionamento de energia elétrica. Com a intenção de se resguardar deste risco e também prosseguir com o avanço do uso de fontes renováveis, a matriz energética passou a se diversificar entre fontes como biomassa,

eólica, solar e hidráulicas de menor porte, como apresentado na Figura 3, originada do BEN com dados compilados entre os anos de 1970 e 2019.

Figura 3 – Evolução da Matriz Eletroenergética Brasileira



Fonte: BEN 50 Anos

2.2.1 PCHs e CGHs

Segundo a Resolução Normativa nº875 de 2020, publicada pela ANEEL, são consideradas CGHs (Centrais Geradoras Hidrelétricas com Capacidade Instalada Reduzida) empreendimentos hídricos com potência instalada de no máximo 5 MW. Na mesma resolução, as PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) são definidas como usinas hidrelétricas cuja potência instalada se configura entre 5 MW até 30 MW, com reservatório abrigando uma área de até 13 km².

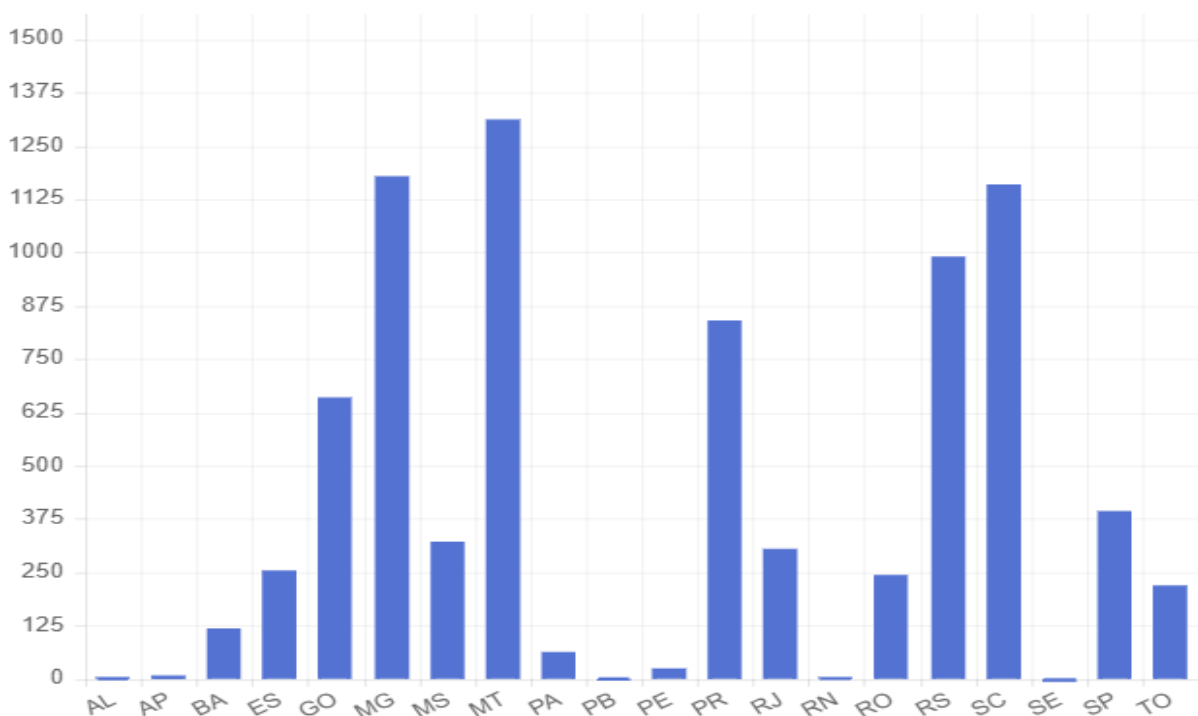
Tanto PCHs, quanto CGHs, demonstram forte crescimento nos números de plantas já construídas e que estão em andamento. Considerando o último estudo feito pela Associação Brasileira de PCHs e CGHs (ABRAPCH), em março de 2022, se somadas as CGHs e PCHs em operação no Brasil, o número total seria de 1046, com o potencial de ser ter mais 2123 projetos em operação.

Através de dados extraídos do SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL em dezembro de 2023, foi possível constatar que as PCHs, em potência

instalada, configuraram-se como a 5º maior fonte de energia elétrica no Brasil, estando as CGHs na 7º posição. Estes dados levam em consideração empreendimentos com a construção não iniciada, em andamento e finalizados, cujos tiveram sua potência instalada já outorgada (ANEEL, 2023). Também é notável a forte presença de PCHs e CGHs nos estados do subsistema Sul e no estado de Mato Grosso, que representam, somados, 4.302,56 MW do potencial hídrico para este tipo de fonte (ABRAPCH, 2023).

Na Figura 4 está ilustrado o gráfico com os dados de potencial hídrico de PCHs e CGHs por estado brasileiro.

Figura 4 – Potencial Hídrico de PCHs e CGHs por estado



Fonte: O Setor - ABRAPCH

Por oferecerem menor impacto ambiental em relação as UHE's (Usinas Hidrelétricas), estes tipos de usinas recebem por meio da Lei nº 9.427/96, a qual foi regulamentada pela Resolução Normativa nº77/2004, um percentual de redução que não pode ser inferior a 50% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD), sendo que este percentual incide nas unidades geradoras deste tipo de energia, assim como, nas unidades consumidoras que a consomem.

Deste modo, fontes como PCHs e CGHs são consideradas incentivadas (CCEE, 2023d).

2.3 Conceitos Essenciais

2.3.1 MRE

Através da sua instituição, pela Lei nº 6.648/1988 e regulamentação pelo Decreto nº 2.655 de 1998, o MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) é concebido como um procedimento de alocação da geração hidrelétrica para fins contábeis dentre os participantes do próprio mecanismo, visando a mitigação a riscos hidrológicos, considerando o despacho centralizado realizado pelo ONS (GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2019).

Logo, uma vez que uma unidade geradora integra o MRE, esta passa obter lastro para fins do MRE ajustado por um fator de realocação, somente para fins contábeis.

Como no ACL, através da CCEE, são realizadas mensalmente as contabilizações do MCP envolvendo a exposição financeira dos seus agentes, para o caso dos integrantes do MRE, com uma sua geração realocada, objetiva-se não obter exposições negativas, valoradas ao PLD, fazendo com que de maneira contábil forneçam valores próximos aos definidos contratualmente.

2.3.2 Garantia Física

A GF (Garantia Física) é calculada, estipulada e revisada pela EPE, através de critérios especificados por regulamentações do MME (MME, 2016). Sua definição parte do conceito de lastro de energia, sendo a garantia física, a totalidade de energia que um agente gerador pode fornecer sob específicas condições para o suprimento.

Deste modo, a GF é utilizada tanto para fins contábeis, quanto para a segurança energética brasileira. Para o SIN, seu uso é de extrema importância visto que atua como uma quantia da participação de uma unidade geradora para garantia do suprimento ao sistema, ou seja, a energia necessária para se assegurar o fornecimento adequado. Através dos valores das Garantias Físicas, é possível de se

obter um dos parâmetros necessários para o planejamento do setor energético (EPE, 2023b).

Em seu fim contábil, a GF representa o lastro de energia a ser comercializada por um agente gerador, sendo que no caso da garantia para fins do MRE, seu valor alocado define a cota de participação de uma hidrelétrica no mecanismo.

O valor da Garantia Física é revisado a cada 5 anos, salvo solicitações extraordinárias, de modo a readequar a totalidade de GF aos critérios de suprimento definidos na resolução CNPE 29/2019. Vale ressaltar que, por ser um valor calculado pela EPE, com suas métricas, a GF em muitos casos não segue o valor de potência instalada de uma usina, não abrangendo o total potencial de geração, ocasionando em balanços de geração física maior que a GF, tanto como, menor que esta garantia (CNPE, 2019).

Como utilizado de forma convencional no setor elétrico, devido às distribuições horárias entre os meses não serem iguais, a unidade de medida da GF é o MWmédio, podendo ser transformada em MWh através da multiplicação de seu valor pelas horas do período requerido.

No ambiente de comercialização, é possível realizar a distribuição da Garantia Física para cada mês, uma vez que um agente gerador não pode vender mais energia do que sua própria GF. A distribuição da GF ao longo do ano é chamada de sazonalização. Abaixo estão distinguidos cada tipo de sazonalização.

2.3.2.1 Sazonalização da Garantia Física para fins de Lastro

Ao se comercializar a energia proveniente de uma unidade geradora, em muitos casos se utiliza a Garantia Física como a maior quantidade possível de venda, em outros casos em que não se há GF, o teto é determinado pela geração total da usina para o período. Quando se realiza a sazonalização da GF para fins de lastro, é verificada se a alocação total para um determinado mês não é superior à potência instalada de cada usina.

Assim, cada mês poderá possuir quantidades diferentes de energia a serem vendidas.

Vale ressaltar que mensalmente é averiguado pela CCEE, em um histórico dos últimos 12 meses, se a energia comercializada está de acordo com o lastro, ou seja, caso a energia comercializada esteja acima do valor sazonalizado para fins de lastro,

no mesmo período, o agente gerador sofrerá penalidade por insuficiência de lastro. Para evitar este tipo de penalidade, é necessária a recomposição de lastro, sendo esta feita pela compra de energia para equalizar o balanço contábil antes desse ser realizado (CCEE, 2023c).

2.3.2.2 Sazonalização para fins de MRE

No caso do MRE, a sazonalização também é realizada em cima do montante total resultante da multiplicação da GF com as horas do ano, porém seu fim é diferente. Quando uma usina está presente no MRE, mensalmente é realizada a contabilização financeira do mecanismo, a qual leva em questão fatores como a GF e o GSF. Ao realizar a sazonalização da GF para fins de MRE, os valores obtidos só valem para o mecanismo, atuando de forma autônoma frente à GF para fins de lastro.

Em 2019, pela portaria MME nº187, foi instituído um Grupo Técnico, o qual visava a criar uma proposta para a modernização do setor elétrico brasileiro (MME, 2023d). Atrelado a este GT (Grupo Técnico), em 2021 foram alteradas as Resoluções Normativas 584/2013 e 817/2018, institucionalizando novas regras de sazonalização para o MRE. Dentre as novas regras se destaca, a criação de uma curva baseada nos últimos 5 anos de geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE, sendo os limites máximo e mínimo de sazonalização valores que representem até 120% e 80% dos valores da curva, respectivamente (ANEEL, 2020).

Esta regra entrou em vigência em 2022 e perdurará até dezembro de 2026, após esta data todos os agentes participantes não poderão mais sazonalizar sua energia, tendo sua GF para fins de MRE ajustada conforme a curva de geração média.

2.3.3 Fator de Ajuste - GSF

Denominado por vezes como Generation Scaling Factor (GSF), o Fator de Ajuste é calculado pela razão entre toda a energia gerada no centro de gravidade por usinas integrantes do MRE e a soma da garantia física destas usinas (CCEE, 2022c).

Este fator serve para realizar o compartilhamento do risco hidrológico entre os agentes geradores do MRE. Uma vez que o GSF resulta em um valor maior que um, significa que, ao total, as usinas conseguiram apresentar um superávit da geração frente suas garantias físicas. Caso contrário, ou seja, de GSF menor que um, a

indicação vai no sentido inverso, apresentando, em muitos casos, a consequência de baixos índices pluviométricos no território brasileiro.

Essa forma de calcular o rateio da energia entre os agentes faz com que a exposição financeira de um gerador passe a depender da relação da GF desse mesmo com o cenário de geração das usinas que participam do MRE, excluindo a dependência em sua geração própria. Logo, em casos de fenômenos atmosféricos como o La Nina e El Nino por exemplo, os quais trazem contraste nos cenários pluviométricos entre subsistemas, é possível de um agente de geração não se expor, visto que o GSF pode ter seu valor compensado por outros agentes de outros subsistemas.

2.3.4 "Spread"

O "*spread*" representa nada mais do que a diferença entre o preço de compra e o preço de venda de um ativo no mercado financeiro. Este conceito é utilizado geralmente em operações de mercado, sendo trazido também para o mercado livre de energia.

No ACL (Ambiente de Contratação de Livre), o "*spread*" é apresentado no Mercado de Curto Prazo, sendo que sua soma com o PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) forma o preço da energia neste tipo de operação. O valor do "*spread*" é um importante indicador para análise de oferta de energia no mercado, pois sua composição está diretamente ligada à geração de energia, seguindo a lei de oferta e demanda.

Por exemplo, no caso de energias incentivadas, por terem forte predomínio de fontes como a de biomassa com uso da cana-de-açúcar, o valor de *spread* segue o comportamento da safra deste plantio (SOZZI, 2014).

2.4 Ambientes de Contratação de Energia

Em 2004, foi instituído o Decreto nº 5.163 de 2004, no qual traz como uma das pautas mais importantes a regulamentação da comercialização de energia elétrica. Neste decreto, a contratação de energia elétrica no Brasil passou a ser dividida entre dois ambientes, sendo estes o ACL (Ambientes de Contratação de Livre) e ACR (Ambientes de Contratação de Regulada).

Nas subseções a seguir estão descritos, de forma detalhada, o funcionamento de cada ambiente de contratação.

2.4.1 ACR (Ambientes de Contratação de Regulada)

Para o Decreto nº 5.163 de 2004, o ACR é definido como: “ o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos” (BRASIL, 2004).

Neste ambiente a contratação de energia decorre através de leilões de energia regulamentados pela ANEEL, nos quais os vendedores são os agentes de geração e de comercialização, e os compradores são os agentes de distribuição. Este sendo um ambiente regulado, os termos contratuais já são definidos, não havendo bilateralidade contratual, assim não há escolha para quem será vendido ou de quem será comprada a energia, enquadrando-se em um modelo do tipo “pool”.

No ACR existem o CCEAR-D, contrato no qual o vendedor oferece a disposição de um volume de capacidade, e o CCEAR-Q, no qual o vendedor garante certa quantidade de energia contratada. Dentre os leilões existem os de energia nova (LEN) e de energia existente (LEE), assim como há outras formas de compra de energia no ACR, sendo estas por meio da Geração Distribuída, através do PROINFA ou até mesmo de cotas de Itaipu, de GF e de Angra (GRUPO ENERGISA, 2023).

Vale ressaltar, que com a Lei nº 13.360 de 2016, passou a existir um mecanismo no qual distribuidoras podem vender seus excedentes contratuais no ACL, sendo este o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).

2.4.2 ACL (Ambientes de Contratação de Livre)

Comumente chamado de Mercado Livre de Energia, o ACL no Decreto nº 5.163 de 2004 é definido como: “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos” (BRASIL, 2004). Desta forma, resumidamente, trata-se de um ambiente onde há liberdade de escolha sobre opções contratuais, como o vendedor e comprador;

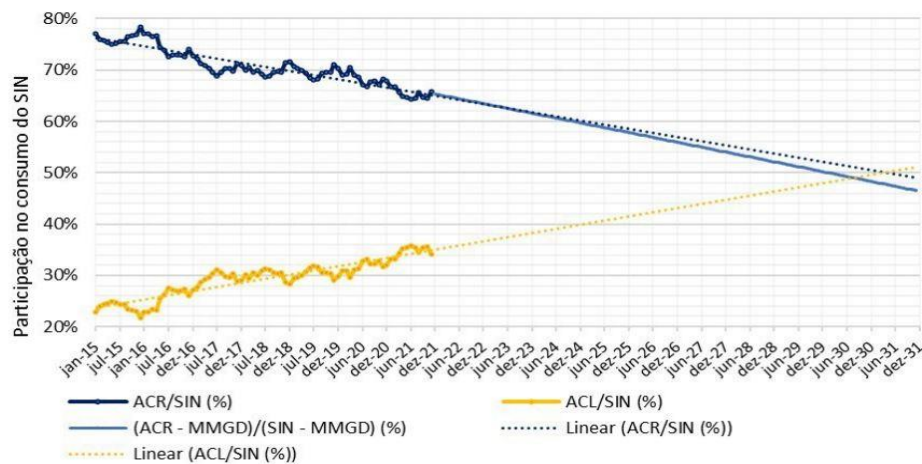
preços; modulação e sazonalização do contrato, sendo este “flat” ou por carga; como outros fatores relacionados.

No ACL, são realizados os CCEAL (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre), contratos de compra e venda os quais são registrados na CCEE. Um agente gerador tendo a possibilidade de participar do ACR, poderá também assim integrar o ambiente livre. No caso dos consumidores, com a publicação da portaria MME 50/2022, a partir de 2024, todos os consumidores que fazem parte do grupo A de tensão poderão participar do ACL, sendo que estes com demanda contratada menor que 500 kW serão obrigados a migrar por representação de um comercializador varejista (BRASIL, 2022c).

Com o passar dos anos, desde a institucionalização do ACL no Brasil, muitos consumidores passaram a compor este ambiente, produzindo um mercado emergente e com grande potencial de crescimento. Em 2022, mais de 30% do consumo de energia elétrica no Brasil (24.496 MW médio) derivou-se de consumidores que integram o ACL, enquanto a parcela restante (42.769 MW médio) foi representada pelos consumidores presentes no ACR (CCEE, 2022a).

Segundo a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), considerando uma abertura de mercado contínua e o histórico de migrações de consumidores para o ACL, a representatividade de carga por ambiente será equivalente em meados de 2030, conforme a Figura 5:

Figura 5 - Representatividade por Ambiente



Fonte: CCEE - CT- CCEE02898/2022

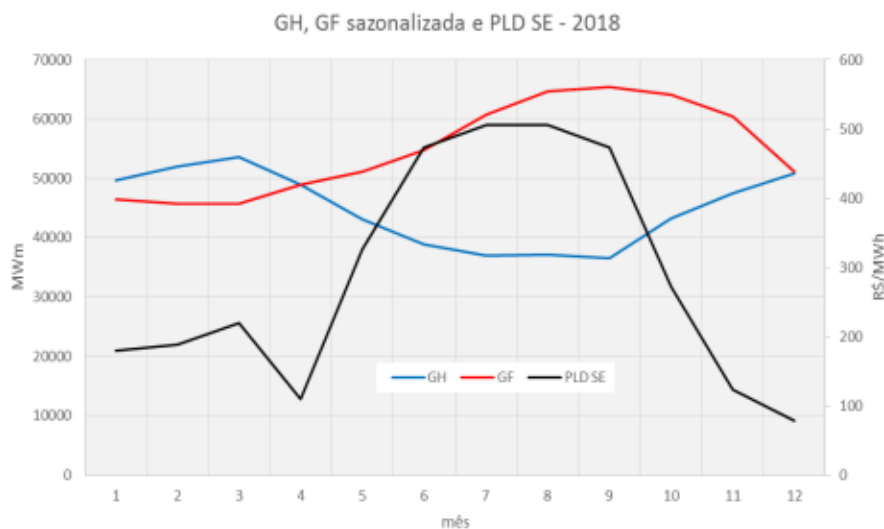
3 MOTIVAÇÃO

Devido à necessidade de melhorias no SEB, consequência do desenvolvimento tecnológico e dos problemas ocasionados pelo passar do tempo, foi criado GT de Modernização do SEB, através da Portaria MME Nº 187 de 2019. Este grupo técnico teve como base, tratar integralmente de assuntos como mecanismos de formação de preços, alocação de custos e riscos, inserção das novas tecnologias, sustentabilidade dos serviços de distribuição, racionalização de encargos e subsídios, ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico, e o MRE (GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2019).

Na questão do MRE, através do trabalho realizado pelo GT de Modernização do Setor Elétrico, foram discutidos os problemas recorrentes do mecanismo, como também, a sua evolução ao decorrer dos anos, com mudanças normativas e atualizações de suas regras. O enfoque no GT foi de analisar as crises que afetaram o MRE, e com o auxílio delas, discorrer sobre soluções possíveis de serem aplicadas neste ambiente. O resultado destas discussões foi o Relatório do Grupo Temático, tendo como seu tema o Aprimoramento do MRE.

Como o relatório foi discutido em 2019, tomou-se como histórico os anos anteriores ao período citado. Dessa forma, os cenários analisados abrangeram a forte crise hídrica que percorreu de 2013 a 2019, na qual refletiu em impactos financeiros alarmantes nos agentes geradores brasileiros, que por consequência acabou por afetar o MRE. Neste processo, aponta-se como um dos reflexos, o descolamento da sazonalização da GF em relação ao perfil de geração das usinas integrantes do MRE, uma vez que, a sazonalização se atém a estratégias comerciais dos agentes (GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2019). Na Figura 6 estão apresentados os valores de GF e geração dos agentes do MRE, tanto quanto, os valores de PLD do submercado sudeste em 2018.

Figura 6 – Curva da geração hidrelétrica, GF sazonalizada e PLD SE/CO no MRE em 2018



Fonte: CCEE - GT Modernização do Setor Elétrico

A união dos fatores apresentados resultou em frequentes valores de GSF abaixo de 90%, afetando ainda mais os agentes do MRE, expondo-os a valores elevados de PLD, o que alertou a necessidade de mudança no mecanismo. Portanto, neste capítulo, estão expostos fatores que permearam as alterações das regras do MRE ao decorrer do tempo, e que culminaram na implementação das RENs nº 898 e 899 de 2020. Ao fim do capítulo estão descritas as RENs nº 1030 e 1034 de 2020, que vieram para substituir as resoluções abordadas, anteriormente, em relação às regras vigentes do MRE.

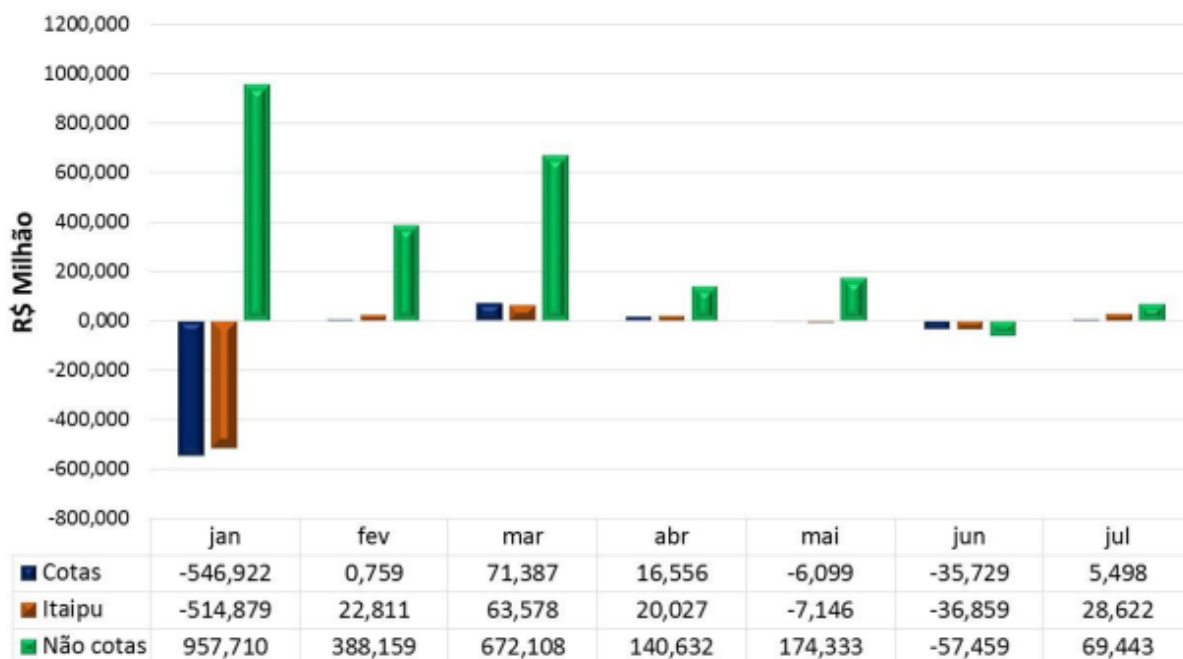
3.1 Separação da Garantia Física para fins de Lastro e do MRE

As Garantias Físicas para fins de Lastro e do MRE até 2013, eram sazonalizadas da mesma maneira, seguindo os mesmos parâmetros, sem a individualidade de escolha perante o gerador. Porém, no mesmo ano, o processo de sazonalização do lastro das usinas sofreu um atraso, ocorrendo somente em janeiro de 2013 (ANEEL, 2013). O atraso decorreu pela MP 579 que entrou em vigor em 2012, trazendo debates relacionados ao novo termo de cotas da GF. Em consequência, as usinas que sazonalizaram o lastro, por já terem melhor percepção do cenário hidrológico, no qual decorreu em valores elevados de PLD, optaram por alocar

elevados montantes no início do ano, levando ao prejuízo às usinas que estavam sob regime de cotas (GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2019).

Na Figura 7 abaixo, é perceptível o prejuízo relacionado a Itaipu e as usinas cotistas no ano de 2013:

Figura 7 – Contabilização dos Agentes do MRE entre Janeiro/2013 e Julho/2013



Fonte: CCEE - GT Modernização do Setor Elétrico

Devido às consequências denotadas na Figura 7 acima, foi publicada a REN n°584 de 2013, a qual dividiu o processo de sazonalização da GF em dois, sazonalização da GF para fins de lastro e para fins de MRE.

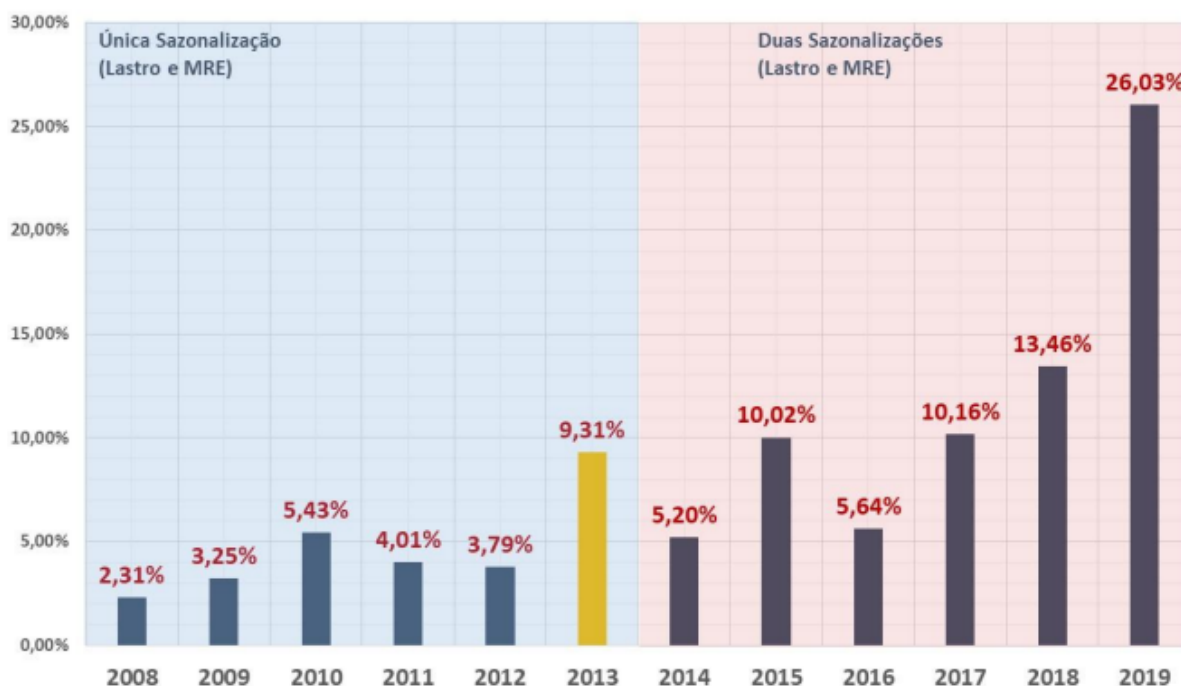
3.2 Variação da sazonalização pós REN n°584/2013

Após a publicação da REN n°584 de 2013, já considerando a separação da sazonalização da GF para fins de lastro e MRE, dando uma nova opção para os agentes geradores participantes do MRE, foi perceptível a diferença na forma de alocar a GF para fins de MRE ao longo dos meses.

A estratégia de alocação dos montantes de energia, em relação ao MRE, partiu da concepção de concentrar estes montantes em períodos os quais apresentam perspectiva de baixa hidrologia, uma vez que, por consequência, há a expectativa de

menor geração e altos valores de PLD. Ilustrado pela Figura 8, pode-se notar o desvio padrão da sazonalização para fins de MRE entre os anos de 2008 e 2019.

Figura 8 – Desvio Padrão entre a GF Sazonalizada e Flat entre 2008 e 2018



Fonte: CCEE - GT Modernização do Setor Elétrico

Como demonstrado acima, nos períodos posteriores ao ano de 2013, através das sazonalizações realizadas, a GF para fins de MRE passou a variar cada vez mais em relação à GF flat. Este fenômeno ocasionou, em fins contábeis, na ocorrência de baixos valores de GSFs, que em encontro com altos valores de PLD, resultou, de forma significativa, em exposições financeiras negativas para agentes geradores participantes do MRE (GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2019).

3.3 Sazonalização x “Flat”

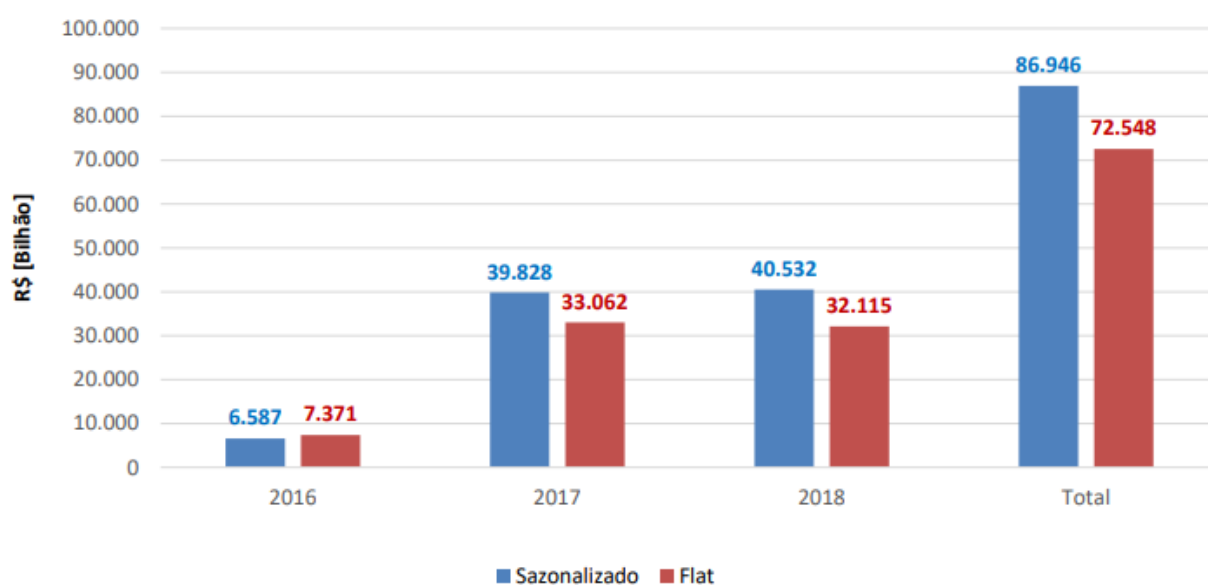
O processo de sazonalização da GF para fins de MRE de forma a ser “flat” condiz em distribuir de maneira uniforme a GF ao longo do ano, ou seja, deixá-lo com valores iguais por mês.

No período de discussão sobre a sazonalização da GF e seus impactos no MRE, ocorreram debates sobre distribuir a GF de forma “flat”, uma vez que, os agentes ao aderirem esta forma de sazonalização, impactos financeiros relacionados às

tomadas de decisão comerciais tenderiam a diminuir, impactando de menor forma se comparado aos riscos ligados às condições hidrológicas e de carga. Porém, com a sazonalização sendo “flat” para todos os agentes, considerou-se que estes perdem a liberdade já adquirida para tomadas de decisões estratégicas considerando fins comerciais (GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2019).

Ao simular os impactos causados pelo GSF em uma possível sazonalização “flat” dos agentes participantes do MRE, com os impactos causados utilizando-se da sazonalização declarada pelos mesmos agentes, entre os anos de 2016 até 2018, chegou-se aos resultados apresentados na Figura 9:

Figura 9 – Desvio Padrão entre a GF Sazonalizada e Flat entre 2008 e 2018



Fonte: CCEE - GT Modernização do Setor Elétrico

Nos anos de 2017 e 2018, com o uso da figura acima, percebe-se que manter o lastro de forma “flat” se apresentou como uma forma de minimizar os impactos relacionados ao GSF nos participantes do MRE, fato que não apresentou o mesmo resultado em 2016, ano no qual ao seguir os valores de sazonalização, obteve-se ganho de quase 800 milhões de reais em comparação com a opção “flat”. Desta maneira, vale ressaltar que ambas opções de sazonalização promovem ganhos e prejuízos aos agentes, sendo que estas devem ser ponderadas pelos cenários hidrológicos, de carga e comerciais em que os geradores estão inseridos.

3.4 Proposição de limites para a sazonalização

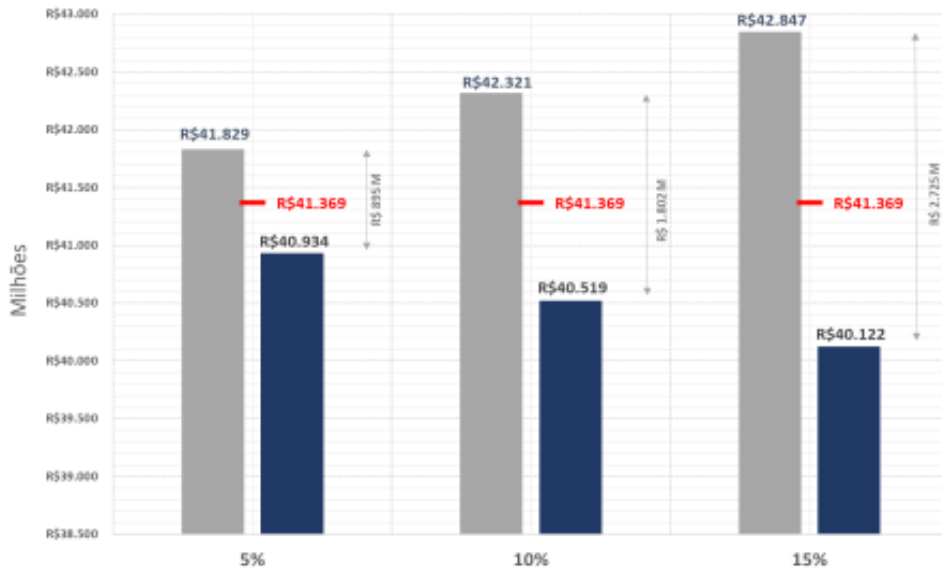
Antes da vigência da REN n° 899, ambas de 2020, o limite para a sazonalização de lastro para fins de MRE era a potência instalada da usina em questão. Dessa forma, a CCEE, no Relatório do GT de Modernização do Setor elétrico, em 2019, propôs cenários de novos limites para a sazonalização de forma única e também de forma “flat”, visando conferir flexibilidade para os agentes participantes do MRE.

Nos cenários propostos, a fim de se obter uma análise quantitativa da exposição financeira, consequente pela escolha de novos limites, foram feitas simulações levando em conta algumas premissas, sendo estas a determinação do recurso como a geração verificada, requisito como os contratos de venda sazonalizados pelas simulações e a valoração sendo o PLD médio mensal. Os dados de geração e PLD utilizados para as premissas foram retirados do ano de 2017. Para verificar a ocorrência de déficit financeiro, utilizou-se da subtração do recurso pelo requisito, a qual multiplicava-se pelo valor do PLD mensal no final.

No cenário de sazonalização de forma “flat”, para as simulações, foram aplicados limites de $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ e $\pm 15\%$ de variação em relação à GF das usinas. Para o cenário de sazonalização de forma única, foram pegos os montantes sazonalizados em 2017 e assim, novamente, aplicados limites de $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ e $\pm 15\%$ de variação em relação as estes. Dentre as simulações realizadas, em cada caso de limite imposto, arranhou-se os montantes de GF de forma maximizada, tanto como minimizada, para se obter a melhor e a pior exposição financeira por caso (GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2019).

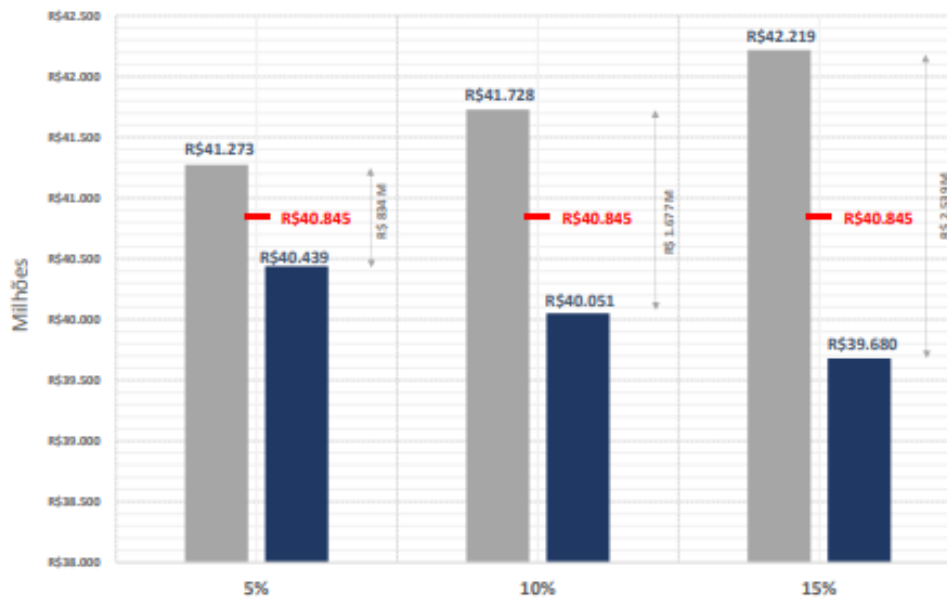
Nas Figuras 10 e 11, estão dispostas as piores exposições nas barras em cinza, e as melhores nas barras em azul, resultantes das simulações feitas. O resultado que está na cor vermelha é a exposição gerada pela sazonalização de modo “flat”, ou seja, a GF igual para todos os meses.

Figura 10 – Resultados das simulações no cenário “flat”



Fonte: CCEE - GT Modernização do Setor Elétrico

Figura 11 – Resultados das simulações no cenário sazonalizado



Fonte: CCEE - GT Modernização do Setor Elétrico

No cenário dos limites aplicados na GF “flat”, na medida em que se aumentou os limites de sazonalização, as exposições financeiras obtiveram melhores resultados, porém, também se acentuou as piores exposições. Com isso, nota-se que quanto

maiores os limites, maior é a volatilidade das exposições financeiras dadas em virtude de possíveis decisões de sazonalização dos agentes e de cenários hidrológicos.

3.5 Resoluções

3.5.1 Resolução Normativa nº 898/2020

Anteriormente disposto na Resolução Normativa nº 898 de 2020, a regulamentação de regras relacionadas às exposições financeiras e energia secundária no MRE foi incorporada pela Resolução Normativa nº 1030 de 2022. Segue abaixo os pontos relativos ao artigo 41º da resolução:

Art. 41. Este Título estabelece os critérios para tratamento do Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da CCEE

§ 3º Para atendimento ao inciso IV do parágrafo anterior, deverão ser observados os seguintes critérios:

I - no período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2021 e dezembro de 2026, a alocação de energia no âmbito do MRE se refere àquela até o limite da garantia física:

a) sazonalizada conforme o perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física, no caso de usinas que atendam ao § 3º, do art. 3º, da Resolução Normativa nº 584, de 29 de outubro de 2013; e

b) sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE no caso das demais usinas.

II - a partir das operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2027, a alocação de energia no âmbito do MRE se refere àquela até o limite da garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE para todas as usinas.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 1.030, de 26 de Julho de 2022. Brasília, 2022a.

Desta maneira, sintetizando a resolução nº 898 de 2020, as usinas participantes do MRE que optassem sazonalizar seguindo a média do MRE passariam a ter direito ao excedente financeiro, equalizando a diferença entre PLDs na energia secundária, já as demais usinas não teriam esse alívio.

Assim, ao ocorrer o intercâmbio na alocação do montantes de energia para as usinas que obtém direito ao alívio, ou seja, que seguem a média do MRE, suas exposições, em suma, tendem a reduzir. Este ponto apresentado é válido em situações nas quais existe maior geração em algum submercado frente a outro e o limite operacional de intercâmbio entre submercados for atingido, o que consequentemente afeta no preço do PLD por submercado, levando a exposições de valores significativos entre usinas participante do MRE (CCEE, 2021).

3.5.2 Resolução Normativa nº 899/2020

Na Resolução Normativa nº 899 de 2020 são dispostas as regras para a sazonalização da GF para fins de MRE e para fins de lastro, considerando a transição para o uso da curva de geração média, até o uso definitivo no caso do MRE. Em 2022, esta resolução foi revogada, sendo incorporada pela Resolução Normativa nº 1034, a qual apresenta os seguintes pontos do artigo 3º, válidos de se destacar:

§ 1º Para as duas sazonalizações de que trata o caput, a CCEE deverá considerar para cada usina que:

I - a soma dos valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de lastro e para fins de alocação de energia no MRE, em MWh, não pode ser superior ao valor de garantia física anual em MWh;

II - os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de lastro não podem ser superiores à potência instalada da usina;

III - até as operações de contabilização de energia referentes a dezembro de 2021, os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação no MRE não podem ser superiores à potência instalada, exceto para as usinas que se enquadrarem no § 3º deste artigo;

IV - no período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2022 e dezembro de 2026, os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE devem constar do intervalo entre 80% (oitenta por cento) e 120% (cento e vinte por cento) do perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física, exceto para as usinas que se enquadrarem no § 3º deste artigo.

V - a partir das operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2027, os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE devem atender ao perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física.

BRASIL. Resolução Normativa Aneel Nº 1.034, de 26 de Julho de 2022. Brasília, 2022b.

Através desta resolução, são dispostas regras já existentes e novas, em relação à sazonalização da GF, tanto para fins de lastro, quanto para fins de MRE. No caso da sazonalização de ambas as formas da GF, a soma da GF mensal ao decorrer do ano em MWh tem de ser igual ao total da GF da usina para o ano em MWh, mantendo-se igual à regra anterior à vigência da REN nº 899 de 2020.

Para a sazonalização da GF para fins de MRE, exclusivamente, definiu-se que até 2021 o limite para a sazonalização em cada mês do ano é a potência instalada da própria usina, sendo alterado este limite no período de transição entre 2022 e 2026, o qual passa a ser de 80% até 120% da curva de geração média dos participantes do MRE nos cinco anos anteriores ao ano de sazonalização. Uma vez encerrado o período de transição, ou seja, a partir de 2027, a sazonalização de GF para fins de MRE deverá seguir a curva da média de geração, comentada anteriormente.

4 METODOLOGIA

Para alcançar o objetivo definido de avaliar o risco de exposição financeira exposição financeira de PCH's e CGH's no ACL, após novas regras implementadas pelas RENs n° 898 e 899 de 2020, foi construído um modelo comparativo relacionado à sazonalização da garantia física para fins do MRE. O modelo se ambienta em dois cenários, um seguindo a sazonalização própria da GF para fins de lastro do agente gerador e outro cenário dispendo a GF para fins de lastro de forma “flat” ao decorrer do ano.

O período levado em conta no modelo é a parte final de 2022, abrangendo os meses de novembro e dezembro, os quais representam a época a qual ocorrem a tomada de decisão frente a sazonalização da garantia física para fins de lastro e MRE das usinas. Deste modo, a base de dados utilizada para o modelo leva em consideração valores dispostos até 2022, uma vez que são necessários para a previsão de parâmetros que compõem a exposição financeira e a receita dos geradores no ano de vigência da sazonalização, 2023.

Com o fim de se obter vastos cenários inseridos em cada proposta de sazonalização avaliada, optou-se por utilizar o PLD mensal como variável, ou seja, os parâmetros de cada cenário são definidos e permanecem no mesmo valor, como os valores de GSF, Spread e o modo de sazonalização. Assim, com a receita do gerador composta pelo seu ganho no mercado de longo e curto prazo, em conjunto com, sua exposição ao MCP dada pelo MRE, ao alterar o valor do PLD, é notável a mudança no comportamento da receita total anual do agente.

Para realizar cada simulação, visto que ao todo são dispostos 260 cenários por usina, fez-se necessário o uso do software Excel para melhor visualização dos dados e da linguagem de programação VBA.

No caso da sazonalização da GF para fins de MRE no modelo montado, esse leva em conta a regra adotada para depois de 2027, uma vez que mesmo com a vigência do período de transição, este se extinguirá, assim sendo, não obtendo valia para análises futuras. Portanto, a composição do lastro no MRE, para 2023, seguiu a curva da média da geração dos últimos cinco anos das usinas participantes do mecanismo, entre setembro de 2017 e agosto de 2022. Assim, para a construção da curva de sazonalização das usinas representadas no modelo, foram utilizados os seguintes fatores de sazonalização do MRE, os quais seguem representam o período

de cinco anos, relatado anteriormente, e são disponibilizados pela CCEE (CCEE, 2022b):

Figura 12 - Fator de Referência de Sazonalização do MRE para 2023

| Mês | F_REF_SAZ_MRE m |
|--------------|-----------------|
| janeiro-23 | 0,096081096 |
| fevereiro-23 | 0,091323287 |
| março-23 | 0,102088436 |
| abril-23 | 0,089808229 |
| maio-23 | 0,085290668 |
| junho-23 | 0,076148773 |
| julho-23 | 0,074727398 |
| agosto-23 | 0,072248128 |
| setembro-23 | 0,071400668 |
| outubro-23 | 0,076477898 |
| novembro-23 | 0,077263137 |
| dezembro-23 | 0,087142283 |

Fonte: CCEE – Sazonalização total do MRE verificada para 2023

Com os fatores de referência dispostos, ao multiplicá-los pela GF da usina, consegue-se o lastro do MRE sazonalizado para cada mês de 2023. De modo a expressar de forma detalhada a metodologia de construção do modelo de simulação utilizado, estão descritos nas subseções abaixo, como foram definidos os parâmetros como o GSF e o “*Spread*”; a composição dos cenários de PLD; os cálculos de exposição financeira no MRE e da receita proveniente do contrato de longo prazo e do MCP; e a formação da sazonalização do lastro de energia.

Vale ressaltar que, nas simulações, não foi levado em conta, para a análise, a geração de cada usina utilizada no modelo.

4.1 Definição do GSF

Para se construir um modelo que leve em consideração a exposição financeira no MRE, é necessário obter os valores de GSF para o período de simulação dos cenários.

No caso do modelo vigente, o período proposto para as simulações dos cenários foi o ano de 2023. Sendo assim, seguindo a premissa do arquétipo, o período de tomada de decisão quanto à sazonalização é precedente a 2023, logo, a única possibilidade foi de se realizar uma previsão dos valores do GSF para cada mês do

ano de vigência da sazonalização. A base utilizada para a previsão dos valores de GSF foram as gerações no centro de gravidade, tanto quanto as garantias físicas dos agentes participantes do MRE em sua totalidade, entre os anos de 2013 e 2022, formando um histórico de dez anos de dados. O histórico foi obtido por meio do Painel de Geração, presente no site da CCEE, o qual disponibiliza dados relacionados à geração de agentes do SIN, podendo ou não integrar o MRE. (CCEE, 2023b).

Como o GSF é calculado basicamente pela razão entre a soma da geração dos agentes do MRE e a soma de suas garantias físicas sazonalizadas em um determinado mês, foram obtidos valores deste fator para cada mês presente no período determinado da base de dados. Assim, já com os valores de GSF de cada mês do período, pode-se realizar a previsão deste fator para 2023.

Dentre as métricas possíveis, foi feita uma média dos valores de GSF presentes no histórico, sendo considerados para a média valores condizentes ao mês de previsão, ou seja, por exemplo, para previsão do mês de janeiro de 2023, foi considerado dados somente do mês de janeiro dos anos anteriores. Finalizadas as previsões para cada mês, o resultado do GSF mensal para 2023 foi o presente na Figura 13, a qual apresenta também ao lado os valores reais do fator no mesmo ano.

Figura 13 – Valores previstos e reais de GSF para os meses de 2023

| Mês | Previstos - 2023 | Reais - 2023 |
|--------|------------------|--------------|
| jan-23 | 95,82% | 104,33% |
| fev-23 | 103,50% | 98,14% |
| mar-23 | 106,42% | 101,55% |
| abr-23 | 101,95% | 105,34% |
| mai-23 | 92,75% | 97,74% |
| jun-23 | 79,25% | 79,91% |
| jul-23 | 74,45% | 77,95% |
| ago-23 | 74,21% | |
| set-23 | 75,08% | |
| out-23 | 73,77% | |
| nov-23 | 78,12% | |
| dez-23 | 90,66% | |

Fonte: Elaborado pelo autor

Nota-se que, nesta métrica, os valores de GSF previstos não destoam dos valores reais, uma vez que, somente no mês de janeiro, a diferença entre os valores é maior do que 5%. Pelo fato do trabalho decorrer no ano de 2023, os valores de GSF de agosto a dezembro ainda estavam indefinidos.

4.2 Definição do “Spread”

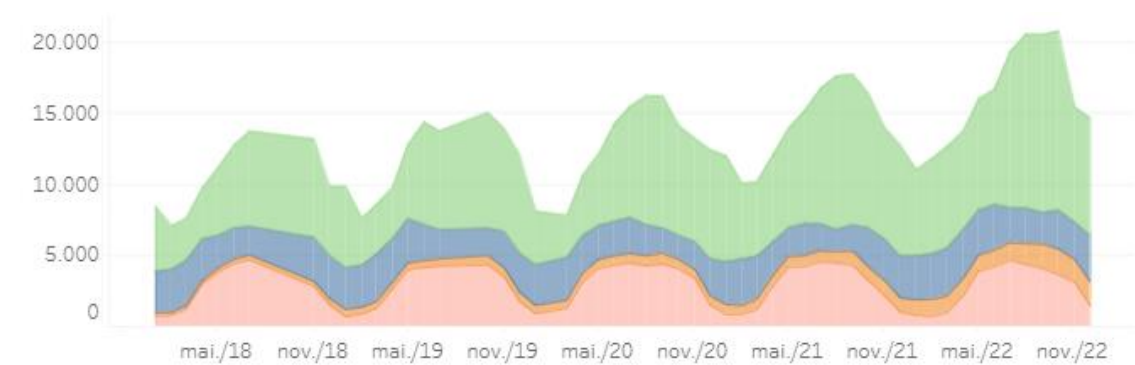
O foco do modelo desenvolvido é de realizar o comparativo entre sazonalizar de forma própria ou “flat” o lastro de energia de PCHs e CGHs. Uma vez que o modelo tem como base essas fontes de energia, ao se obter a receita proveniente destes agente no mercado de longo e curto prazo, faz-se necessário compreender que a energia a ser comercializada será incentivada do tipo I5, em razão da sua fonte ser renovável, minimizando impactos ambientais, assim possuindo incentivos e subsídios previstos na legislação.

Em questão de receitas relacionadas ao mercado de curto prazo, a composição do preço da energia a ser comercializada é feita pela junção do PLD do seu submercado e do “spread” associado a este tipo de energia. Portanto, no modelo, com o valor do PLD variando a cada cenário, teve de ser realizada a previsão do valor do “spread” da energia ao longo do ano.

Para isso, tomou-se dois patamares de spread, sendo considerado os valores de R\$30 (trinta reais) e R\$45 (quarenta e cinco reais), os quais acompanham a oferta do tipo de energia a ser comercializada. Dessa forma, a lógica utilizada foi de empregar, aos meses de menor geração de fontes incentivadas, o “spread” no patamar mais caro e, nos meses em que geração de energia apresentou os melhores resultados, o “spread” em seu valor mais baixo.

Segue na Figura 14, a curva da geração de fontes incentivadas, sendo estas: Eólica, Solar Fotovoltaica, PCH, CGH e Térmica a Biomassa entre 2018 e 2022:

Figura 14 – Geração de fontes incentivadas entre 2018 e 2022



Fonte: CCEE - Geração

Conforme a lógica utilizada, e também pelo comportamento da geração das fontes incentivadas apresentado acima, no modelo construído, para os meses entre junho e novembro, o valor utilizado de spread foi de R\$30/MWh (trinta reais por megawatt hora), sendo que para os meses restantes foi de R\$45/MWh (quarenta e cinco reais por megawatt hora).

4.3 Definição dos cenários de PLD

Considerando que a proposta do modelo é de simular possíveis cenários de exposição financeira de geradores no mercado livre através da variação do PLD, foi preciso desenvolver um método para a gerar cada cenário deste preço.

Inicialmente foram obtidos os valores mensais do PLD de 2013 até 2022, constituindo um histórico de dez anos, período similar ao utilizado na definição dos valores de “*spread*”. Assim, os dez primeiros cenários gerados representavam os PLDs do período que compôs a base de dados. Com o fim de se montar variados cenários, com maior quantidade de amostras, foram gerados mais duzentos e cinquenta cenários de variação do preço, totalizando em duzentos e sessenta cenários para as simulações do modelo.

Dentre estes duzentos e cinquenta cenários montados, oitenta e quatro representam o patamar de PLD elevado, outros oitenta e três representam o patamar de PLD médio, e o restante o PLD em baixos valores. Para adquirir os cenários de PLD elevado foi disposta uma faixa de valores com o limite máximo no maior valor de PLD de cada mês entre 2013 e 2022, e o limite mínimo no segundo maior valor. Com isso, utilizando-se da fórmula ALEATÓRIO do software Excel e da linguagem de programação VBA, foram definidos os cenários de PLD elevado. A mesma lógica se sucede para os cenários de PLD médio e baixo, sendo levado em questão uma faixa de valores entre o quinto e sexto maior preço mensal entre 2013 e 2022, no caso do patamar médio, e uma faixa com o menor e o segundo menor preço no mesmo período para o patamar baixo. Os valores de PLD elevados ficaram entre R\$ 290,72 (duzentos e noventa reais e setenta e dois centavos por megawatt hora) e R\$ 822,83 (oitocentos e vinte e dois reais e oitenta e três centavos por megawatt hora), de PLD médio entre R\$ 472,75 (quatrocentos e setenta e dois reais e setenta e cinco centavos por megawatt hora) e R\$ 180,41 (cento e oitenta reais e quarenta e um centavos por megawatt hora) e de PLD baixo entre R\$ 30,42 (trinta reais e quarenta e dois centavos

por megawatt hora) e R\$ 100,84 (cem reais e oitenta e quatro centavos por megawatt hora).

4.4 Exposição ao MCP no MRE

Para se obter a exposição ao MCP proveniente do MRE, como exposto anteriormente, foi necessário ter conhecimento dos valores de GSF para o ano de vigência da sazonalização, como também, da GF das usinas utilizadas nas simulações; calcular a sazonalização da GF para fins de MRE, conforme a regra estabelecida para posterior a 2027; e tomar os valores de PLD de cada cenário.

Para o cálculo utilizado para a exposição financeira ao MCP, considerou-se o valor de PLD igual para todos os submercados, assim como, para todas as horas do mês em questão. De forma simplificada, em relação à contabilização feita pela CCEE (CCEE, 2021), a equação se deu da seguinte forma para cada mês, representado pela letra i :

$$Exposição_{MCP}(i) = [(GF_{MRE}(i) \times GSF(i)) - Montante\ dos\ Contratos\ de\ Venda(i)] \times Horas(i) \times PLD(i) \quad (1)$$

4.5 Receita através do contrato de Longo Prazo

No longo prazo, a receita gerada para um agente gerador nada mais é o quanto este ganha através da venda de energia subtraído do quanto gasta na compra de energia, muitas vezes dada pela necessidade de recompor seu lastro. Assim, nas simulações realizadas, foi considerado que o agente disponibilizaria 90% da sua GF para fins de lastro no mês para a venda em contrato de longo prazo no caso da PCH Rio do Sapo, 80% no caso da PCH Forquilha IV e 100% no caso da CGH Índio Condá. Deste modo, a equação utilizada pelo modelo apresenta-se da seguinte forma,:

$$Receita_{Longo\ Prazo}(i) = (Porcentagem\ da\ Usina\ \% \times GF_{Lastro}(i)) \times Horas(i) \times Preço\ de\ Contrato \quad (2)$$

No contrato de longo prazo foi estipulado um valor fixo de R\$200/MWh (duzentos reais por megawatt hora), seguindo o índice previsto pela curva “forward”,

em dezembro de 2022, para a energia I5 em relação ao longo prazo (um ano a mais até cinco anos a mais que o ano de previsão) apresentada no “*dashboard*” da plataforma Dcide (DCIDE, 2023).

4.6 Receita através do Mercado de Curto Prazo

Com os valores de spread definidos para cada mês do ano de comparação do modelo, 2023, bem como, através dos valores de PLD gerados por cenário, foi possível calcular a receita originada pelo MCP. No cálculo da receita por mês, foi considerado que o montante a ser vendido no mercado de curto prazo seria a parte não disponibilizada no longo prazo. A Equação 3 abaixo representa o cálculo da receita gerada através do MCP:

$$Receita_{Curto\ Prazo}(i) = (Porcentagem\ restante\ de\ lastro\ do\ longo\ prazo\ \% \times GF_{Lastro}(i)) \times Horas(i) \times (PLD(i) + Spread(i)) \quad (3)$$

4.7 Formação da sazonalização do lastro de energia

Uma vez que o modelo visa comparar duas formas de sazonalização da GF para fins de lastro, é preciso se construir uma alternativa à disposição da GF de forma “*flat*”. Desta maneira, optou-se, com o objetivo de minimizar a exposição financeira ao MCP pelo MRE das usinas, definir um método que acompanhe a união das curvas do GSF previsto e da média da geração dos cinco anos anteriores à 2023, das usinas participantes do MRE.

Assim, primeiramente, é realizado o cálculo da sazonalização da GF para fins de MRE, seguindo a seguinte equação, sendo o mês do cálculo representado pela letra *i*:

$$Lastro_{MRE}(i) = GF_{Usina} \times N^o\ de\ horas\ no\ ano \times Fator\ de\ Referência(i) \quad (4)$$

Já calculado os valores da GF no MRE para cada mês, prossegue-se para o cálculo do fator de ajuste da curva da GF para fins de lastro. Este fator de ajuste serve para adequar a curva de sazonalização da GF para fins de lastro a curva originada da

multiplicação dos valores da GF para fins de MRE com os valores de GSF mensais. A equação utilizada para obter o fator foi esta:

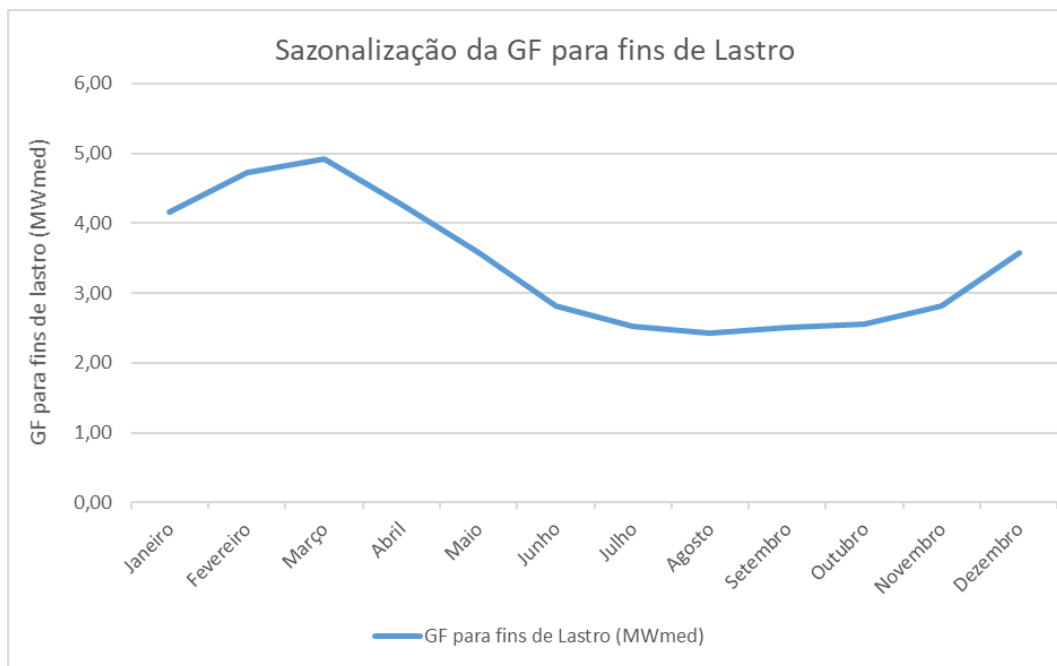
$$Fator_{Ajuste} = [(GF_{Usina} \times N^{\circ} \text{ de horas no ano}) \div \sum_{i=1}^{12} (Lastr_{MRE}(i) \times Horas(i) \times GSF(i))] \quad (5)$$

Após possuir o fator de ajuste, esse é multiplicado pelo GSF e pelo lastro no MRE do mês, o qual se pretende obter o lastro de energia. A equação 6 representa este cálculo:

$$Lastr_{Energia}(i) = Lastr_{MRE}(i) \times Fator_{Ajuste} \times GSF(i) \quad (6)$$

Ao fim, a união dos valores de lastro de energia ao decorrer do ano forma a sazonalização disposta para a usina a ser encabeçada nas simulações. A Figura 15 a seguir demonstra, no caso de uma das usinas, a forma que se dispõe este tipo de sazonalização para o ano de 2023:

Figura 15 – Exemplo de curva de sazonalização da GF para fins de lastro



Fonte: Elaborado pelo autor

5 RESULTADOS

Neste capítulo, estão demonstrados os resultados das simulações envolvendo a comparação, de duas formas de sazonalização da GF para fins de lastro, de usinas participantes do MRE. Ao total foram representadas, no modelo de simulação, 3 usinas, sendo estas: PCH Rio do Sapo, PCH Forquilha IV e CGH Índio Condá.

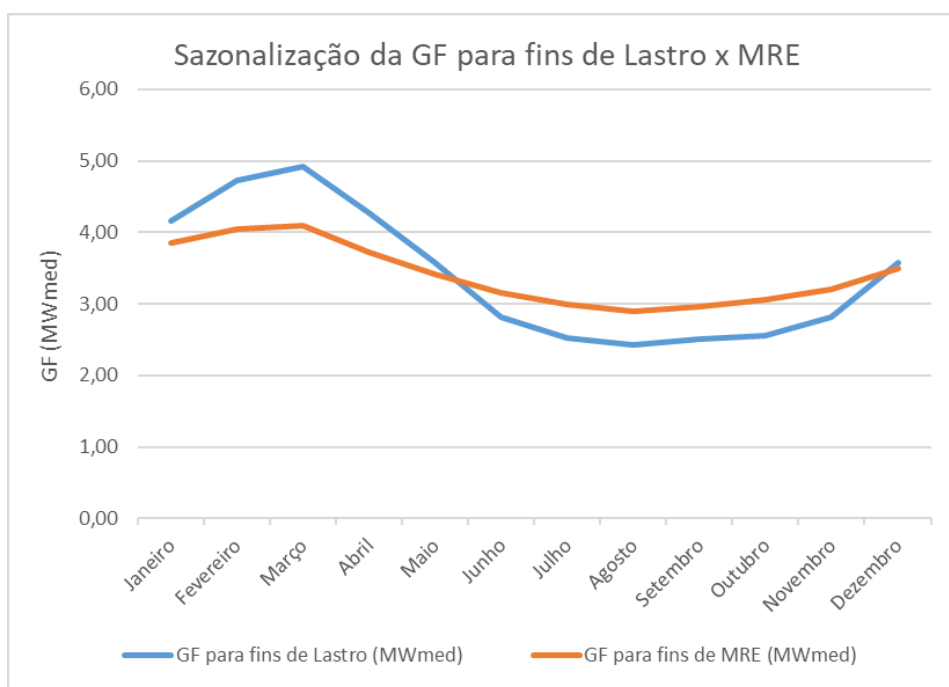
Os resultados estão dispostos de forma a comparar as receitas obtidas através dos cenários de variação do PLD e das formas de sazonalização, seguindo a curva de geração média e os valores de GSF. Com as receitas obtidas, é possível analisar os impactos financeiros da escolha de sazonalização e dos valores de PLD, assim como de decisões contratuais a longo prazo, como preço e montante comercializado.

A métrica utilizada para melhor comparação das receitas anuais das usinas em relação às suas sazonalizações, foi a do CVaR sob a probabilidade de 95%, comumente utilizada para análise de riscos no mercado financeiro. Neste caso, de forma resumida, para cada usina foram obtidas as receitas originadas dos cenários criados, e assim, sob esta medida de risco, somente são utilizadas as piores receitas que compõem 5% do total, ou seja, as treze piores. Ao final foi feita uma média destas receitas, resultando no valor a ser comparado entre as formas de sazonalização. A seguir estão os resultados e suas análises para cada uma das usinas utilizadas no modelo.

5.1 PCH Rio do Sapo

Conforme disposto na seção de Geração no site da CCEE, a GF da PCH Rio do Sapo, localizada no município de Tangará da Serra no estado do Mato Grosso, é de 3,4 MWmed (CCEE, 2023b). Já conhecido o valor da GF, foi possível calcular os dados de sazonalização da GF no MRE, seguindo os fatores de referência fornecidos pela CCEE. Com o conjunto dos valores de GSF previstos e os valores de lastro para fins de MRE, elaborou-se a sazonalização do lastro de energia para a usina em questão, levando em conta o modus operandi apresentado na subseção 4.7. Dispostos os valores da GF para fins de lastro para 2023, plotou-se o seguinte gráfico, representado pela Figura 16, o qual demonstra a relação entre a sazonalização dos dois tipos de lastro.

Figura 16 – Curvas de sazonalização da GF para fins de MRE e para fins de lastro da PCH Rio do Sapo



Fonte: Elaborado pelo autor

Nota-se que o lastro para fins de MRE apresenta níveis mais altos no início do ano, uma vez que, usa como método de cálculo a média da geração das usinas participantes do MRE nos 5 anos anteriores ao período de vigência da sazonalização. Já a curva da GF para fins de lastro, no método utilizado, segue a GF no MRE, potencializando seus picos e quedas, visto que, acompanha também a variação dos valores do GSF ao longo do ano. Assim, denota-se que, geralmente, no início de cada ano as gerações apresentam altos níveis, decaindo ao longo dos meses, resultando em valores de GSF mais altos no primeiro semestre.

Abaixo, na Tabela 1 e 2, estão dispostos os quadros de composição da receita anual da usina, para o cenário de lastro de energia sazonalizado e para cenário de lastro de energia “flat”, respectivamente. Em ambos os cenários os valores de PLD estão no patamar médio.

Tabela 1 – Quadro de composição da receita anual da PCH Rio do Sapo no cenário “flat”

| Mês | Montante para Longo Prazo (MWm) | Spread | Exposição no MCP | Longo Prazo | Curto Prazo | PLD mensal |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------|-------------------------|------------------|----------------|------------|
| janeiro-23 | 3,06 | R\$ 45,00 | R\$ 60.112,59 | R\$ 455.328,00 | R\$ 82.970,88 | R\$ 283,00 |
| fevereiro-23 | 3,06 | R\$ 45,00 | R\$ 109.781,79 | R\$ 411.264,00 | R\$ 57.576,96 | R\$ 207,00 |
| março-23 | 3,06 | R\$ 45,00 | R\$ 162.459,68 | R\$ 455.328,00 | R\$ 69.564,00 | R\$ 230,00 |
| abril-23 | 3,06 | R\$ 45,00 | R\$ 54.140,15 | R\$ 440.640,00 | R\$ 58.507,20 | R\$ 194,00 |
| maio-23 | 3,06 | R\$ 45,00 | -R\$ 57.279,12 | R\$ 455.328,00 | R\$ 94.860,00 | R\$ 330,00 |
| junho-23 | 3,06 | R\$ 30,00 | -R\$ 134.664,76 | R\$ 440.640,00 | R\$ 58.017,60 | R\$ 207,00 |
| julho-23 | 3,06 | R\$ 30,00 | -R\$ 181.509,84 | R\$ 455.328,00 | R\$ 60.204,48 | R\$ 208,00 |
| agosto-23 | 3,06 | R\$ 30,00 | -R\$ 348.877,49 | R\$ 455.328,00 | R\$ 102.195,84 | R\$ 374,00 |
| setembro-23 | 3,06 | R\$ 30,00 | -R\$ 250.311,84 | R\$ 440.640,00 | R\$ 79.315,20 | R\$ 294,00 |
| outubro-23 | 3,06 | R\$ 30,00 | -R\$ 231.859,91 | R\$ 455.328,00 | R\$ 76.646,88 | R\$ 273,00 |
| novembro-23 | 3,06 | R\$ 30,00 | -R\$ 211.362,23 | R\$ 440.640,00 | R\$ 86.904,00 | R\$ 325,00 |
| dezembro-23 | 3,06 | R\$ 45,00 | -R\$ 40.264,02 | R\$ 455.328,00 | R\$ 69.058,08 | R\$ 228,00 |
| Receitas e exposição | | | -R\$ 1.069.634,99 | R\$ 5.361.120,00 | R\$ 895.821,12 | - |
| Receita Total | | | R\$ 5.187.306,13 | | | - |

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 2 – Quadro de composição da receita anual da PCH Rio do Sapo no cenário sazonalizado

| Mês | Montante para Longo Prazo (MWm) | Spread | Exposição no MCP | Longo Prazo | Curto Prazo | PLD mensal |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------|-------------------------|------------------|----------------|------------|
| janeiro-23 | 3,748521654 | R\$ 45,00 | -R\$ 100.964,75 | R\$ 557.780,02 | R\$ 101.639,92 | R\$ 283,00 |
| fevereiro-23 | 4,260841573 | R\$ 45,00 | -R\$ 75.820,28 | R\$ 572.657,11 | R\$ 80.172,00 | R\$ 207,00 |
| março-23 | 4,423764514 | R\$ 45,00 | -R\$ 96.837,41 | R\$ 658.256,16 | R\$ 100.566,91 | R\$ 230,00 |
| abril-23 | 3,852368901 | R\$ 45,00 | -R\$ 68.835,50 | R\$ 554.741,12 | R\$ 73.657,29 | R\$ 194,00 |
| maio-23 | 3,220853117 | R\$ 45,00 | -R\$ 101.159,85 | R\$ 479.262,94 | R\$ 99.846,45 | R\$ 330,00 |
| junho-23 | 2,539141326 | R\$ 30,00 | -R\$ 48.410,56 | R\$ 365.636,35 | R\$ 48.142,12 | R\$ 207,00 |
| julho-23 | 2,265175173 | R\$ 30,00 | -R\$ 44.842,36 | R\$ 337.058,07 | R\$ 44.566,57 | R\$ 208,00 |
| agosto-23 | 2,182899371 | R\$ 30,00 | -R\$ 77.701,36 | R\$ 324.815,43 | R\$ 72.903,02 | R\$ 374,00 |
| setembro-23 | 2,25541786 | R\$ 30,00 | -R\$ 61.074,12 | R\$ 324.780,17 | R\$ 58.460,43 | R\$ 294,00 |
| outubro-23 | 2,297082257 | R\$ 30,00 | -R\$ 59.684,63 | R\$ 341.805,84 | R\$ 57.537,32 | R\$ 273,00 |
| novembro-23 | 2,539436663 | R\$ 30,00 | -R\$ 76.015,76 | R\$ 365.678,88 | R\$ 72.120,00 | R\$ 325,00 |
| dezembro-23 | 3,21671983 | R\$ 45,00 | -R\$ 69.802,57 | R\$ 478.647,91 | R\$ 72.594,93 | R\$ 228,00 |
| Receitas e exposição | | | -R\$ 881.149,17 | R\$ 5.361.120,00 | R\$ 882.206,95 | - |
| Receita Total | | | R\$ 5.362.177,78 | | | - |

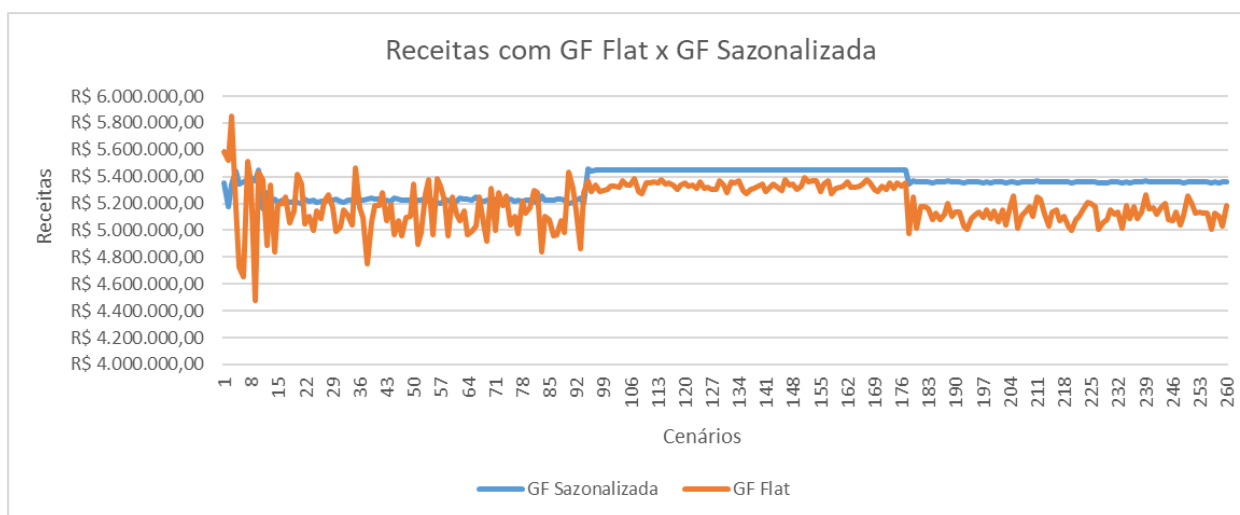
Fonte: Elaborado pelo autor

Ao analisar as receitas mês a mês, percebe-se que quando sazonaliza-se a GF para fins de lastro, para este cenário, a exposição no MRE é menor frente à GF de forma “flat”, alçando um dos objetivos da sazonalização. Em contramão, a receita gerada pela venda de 10% da GF no MCP, no cenário “flat”, foi maior que a gerada no cenário de sazonalização. Isso decorre pelo fato de o método de sazonalização escolhido, neste caso, dispor de montantes menores em meses os quais os valores de PLD são mais altos e o contrário, quando em meses com valores de PLD mais baixos. O efeito inverso também pode ocorrer, dependendo do cenário disposto, com diferentes valores mensais de PLD. Para o caso apresentado, a receita anual acabou

sendo maior quando sazonalizado a GF para fins de lastro, demonstrando que mesmo com menor receita no MCP, foi válido se proteger da exposição financeira no MRE.

Para melhor compreensão do comportamento das receitas anuais geradas em cada cenário de PLD mensal, foi plotado o seguinte gráfico, apresentado na Figura 17. Em laranja estão as receitas obtidas ao distribuir de forma “flat” a GF para fins de lastro, e em azul, as receitas para a GF sazonalizada.

Figura 17 – Gráfico das receitas com a GF sazonalizado e de forma “flat” por cenário da PCH Rio do Sapo



Fonte: Elaborado pelo autor

Através do gráfico apresentado, é notável que as receitas anuais, em relação à mudança de valores de PLD, variam abruptamente ao se optar por dispor a GF no formato “flat”. Em alguns cenários, por exemplo, as receitas da opção “flat” apresentam picos, os quais superam as receitas da GF sazonalizada, ocorrendo estes, em sua totalidade, em valores de patamar alto do PLD. Porém, ao se observar os cenários de PLD em patamares de baixo valor, entre o 95° e o 177° cenário, e de médio valor, entre o 178° e 260° cenário, concebe-se que as receitas anuais provenientes da GF sazonalizada apresentam maior retorno financeiro.

Como comentado, as receitas, ao se dispor a GF de forma “flat”, variaram frequentemente, enquanto ao sazonalizar a GF, as receitas resultantes expressaram estabilização quanto aos patamares de PLD, acompanhando-os de forma inversa, sendo as maiores receitas apresentadas quanto menores forem os valores de PLD.

Dentre todos os cenários gerados, a maior receita ao se sazonalizar a GF para fins de lastro ocorreu no 95° cenário, ou seja, quando os valores de PLD foram baixos, representando um total de R\$5.455.890,97 (cinco milhões, quatrocentos e cinquenta e cinco mil, oitocentos e noventa reais e noventa e sete centavos) no ano. Já para o caso “*flat*”, a maior receita se deu no 3° cenário, o qual simbolizava os valores de PLD do ano de 2015, com altos valores nos meses iniciais, baixando conforme o passar do ano. O total resultante desta receita foi de R\$5.851.425,06 (cinco milhões, oitocentos e cinquenta e um mil, quatrocentos e vinte e cinco reais e seis centavos) no ano, valor maior que na sazonalização. Entretanto, ao se considerar a aversão a riscos financeiros e também a maximização de receitas, é válido a utilização de métricas mercadológicas. Dessa forma, ao aplicar o CVaR a uma taxa de 95%, foram obtidas as seguintes receitas para cada cenário da GF para fins de lastro:

Tabela 3 – Receitas obtidas da PCH Rio do Sapo para a GF sazonalizada e “*flat*” com CVaR 95%

| GF Sazonalizada | GF “Flat” |
|------------------------|------------------|
| CVaR 95% | CVaR 95% |
| R\$ 5.197.025,47 | R\$4.813.344,12 |

Fonte: Elaborado pelo autor

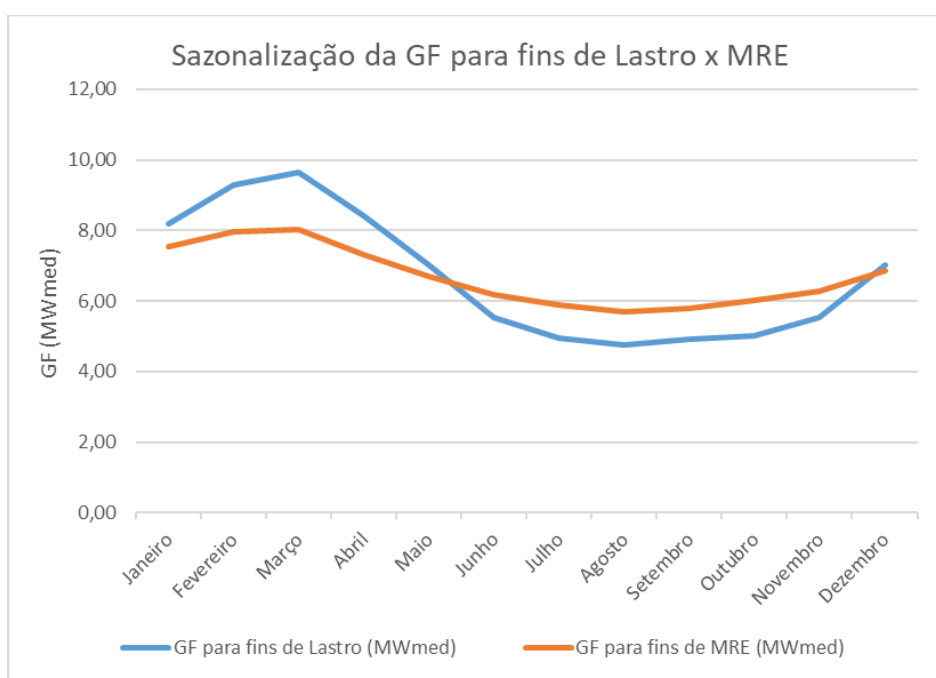
Dessa forma, sazonalizar a GF para fins de lastro, para esta usina, sob estes parâmetros, demonstra-se ser uma opção com menores riscos e com maior probabilidade de maximização de sua receita.

5.2 PCH Forquilha IV

Nesta subseção, serão analisados os resultados obtidos por meio das simulações realizadas, no modelo comparativo de sazonalização da GF para fins de lastro, para a PCH Forquilha IV, a qual se encontra no município de Maximiliano de Almeida no estado do Rio Grande do Sul. A GF da usina equivale à 6,68 MWmed (CCEE, 2023b).

Do mesmo modo realizado com as simulações da PCH Rio do Sapo, para o cálculo dos dados de sazonalização da GF no MRE, foram utilizados os fatores de referência fornecidos pela CCEE para 2023. Após a determinação dos valores ad GF para fins de MRE, e com o uso dos valores previstos de GSF, construiu-se a curva de sazonalização da GF para fins de lastro da usina. Na Figura 18, apresenta-se o gráfico plotado das curvas da GF para fins de lastro, em azul, e da GF para fins de MRE, em laranja.

Figura 18 – Curvas de sazonalização da GF para fins de MRE e para fins de lastro da PCH Forquilha IV



Fonte: Elaborado pelo autor

A curva da GF para fins de MRE, desta PCH, comporta-se de maneira similar à curva da PCH Rio do Sapo, obtendo níveis acentuados para início do ano, o que se potencializa na curva da GF para fins de lastro, visto que essa acompanha também a variação do GSF. Assim, com o declínio da curva da GF no MRE, há também o declínio da curva da GF para fins de lastro, a qual fica abaixo da GF do agente. Com a Tabela 4 e 5, apresentam-se as receitas no contrato de longo prazo, no MCP e as exposições financeiras no MRE da PCH Forquilha IV, tanto para o sua GF para fins de lastro sazonalizada, quanto para o sua GF de forma “flat”, respectivamente. Novamente, os valores de PLD utilizados nestas receitas são de patamar médio, entre

R\$194,00 (cento e noventa e quatro reais) até R\$374,00 (trezentos e setenta e quatro reais). Para as simulações desta usina, o montante da GF para fins de lastro disposto para o contrato de longo prazo foi de 80%, sendo o restante comercializado no MCP.

Tabela 4 – Quadro de composição da receita anual da PCH Forquilha IV no cenário “flat”

| Mês | Montante para Longo Prazo (MWm) | Spread | Exposição no MCP | Longo Prazo | Curto Prazo | PLD mensal |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|------------|
| janeiro-23 | 5,344 | R\$ 45,00 | R\$ 118.103,56 | R\$ 795.187,20 | R\$ 326.026,75 | R\$ 283,00 |
| fevereiro-23 | 5,344 | R\$ 45,00 | R\$ 215.688,93 | R\$ 718.233,60 | R\$ 226.243,58 | R\$ 207,00 |
| março-23 | 5,344 | R\$ 45,00 | R\$ 319.185,49 | R\$ 795.187,20 | R\$ 273.345,60 | R\$ 230,00 |
| abril-23 | 5,344 | R\$ 45,00 | R\$ 106.369,47 | R\$ 769.536,00 | R\$ 229.898,88 | R\$ 194,00 |
| maio-23 | 5,344 | R\$ 45,00 | -R\$ 112.536,63 | R\$ 795.187,20 | R\$ 372.744,00 | R\$ 330,00 |
| junho-23 | 5,344 | R\$ 30,00 | -R\$ 264.576,64 | R\$ 769.536,00 | R\$ 227.975,04 | R\$ 207,00 |
| julho-23 | 5,344 | R\$ 30,00 | -R\$ 356.613,45 | R\$ 795.187,20 | R\$ 236.568,19 | R\$ 208,00 |
| agosto-23 | 5,344 | R\$ 30,00 | -R\$ 685.441,66 | R\$ 795.187,20 | R\$ 401.569,54 | R\$ 374,00 |
| setembro-23 | 5,344 | R\$ 30,00 | -R\$ 491.789,15 | R\$ 769.536,00 | R\$ 311.662,08 | R\$ 294,00 |
| outubro-23 | 5,344 | R\$ 30,00 | -R\$ 455.536,53 | R\$ 795.187,20 | R\$ 301.177,15 | R\$ 273,00 |
| novembro-23 | 5,344 | R\$ 30,00 | -R\$ 415.264,61 | R\$ 769.536,00 | R\$ 341.481,60 | R\$ 325,00 |
| dezembro-23 | 5,344 | R\$ 45,00 | -R\$ 79.106,95 | R\$ 795.187,20 | R\$ 271.357,63 | R\$ 228,00 |
| Receitas e exposição | | | -R\$ 2.101.518,15 | R\$ 9.362.688,00 | R\$ 3.520.050,05 | |
| Receita Total | | | R\$ 10.781.219,90 | | | |

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 5 – Quadro de composição da receita anual da PCH Forquilha IV no cenário sazonalizado

| Mês | Montante para Longo Prazo (MWm) | Spread | Exposição no MCP | Longo Prazo | Curto Prazo | PLD mensal |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|------------|
| janeiro-23 | 6,546437817 | R\$ 45,00 | -R\$ 198.366,05 | R\$ 974.109,95 | R\$ 399.385,08 | R\$ 283,00 |
| fevereiro-23 | 7,441156002 | R\$ 45,00 | -R\$ 148.964,56 | R\$ 1.000.091,37 | R\$ 315.028,78 | R\$ 207,00 |
| março-23 | 7,725685478 | R\$ 45,00 | -R\$ 190.257,03 | R\$ 1.149.582,00 | R\$ 395.168,81 | R\$ 230,00 |
| abril-23 | 6,727797192 | R\$ 45,00 | -R\$ 135.241,52 | R\$ 968.802,80 | R\$ 289.429,84 | R\$ 194,00 |
| maio-23 | 5,624914725 | R\$ 45,00 | -R\$ 198.749,36 | R\$ 836.987,31 | R\$ 392.337,80 | R\$ 330,00 |
| junho-23 | 4,434369689 | R\$ 30,00 | -R\$ 95.112,51 | R\$ 638.549,24 | R\$ 189.170,21 | R\$ 207,00 |
| julho-23 | 3,955913767 | R\$ 30,00 | -R\$ 88.102,05 | R\$ 588.639,97 | R\$ 175.120,39 | R\$ 208,00 |
| agosto-23 | 3,812226876 | R\$ 30,00 | -R\$ 152.660,33 | R\$ 567.259,36 | R\$ 286.465,98 | R\$ 374,00 |
| setembro-23 | 3,938873544 | R\$ 30,00 | -R\$ 119.992,69 | R\$ 567.197,79 | R\$ 229.715,11 | R\$ 294,00 |
| outubro-23 | 4,011636464 | R\$ 30,00 | -R\$ 117.262,75 | R\$ 596.931,51 | R\$ 226.087,81 | R\$ 273,00 |
| novembro-23 | 4,434885467 | R\$ 30,00 | -R\$ 149.348,61 | R\$ 638.623,51 | R\$ 283.389,18 | R\$ 325,00 |
| dezembro-23 | 5,617696331 | R\$ 45,00 | -R\$ 137.141,52 | R\$ 835.913,21 | R\$ 285.255,38 | R\$ 228,00 |
| Receitas e exposição | | | -R\$ 1.731.198,96 | R\$ 9.362.688,00 | R\$ 3.466.554,36 | |
| Receita Total | | | R\$ 11.098.043,40 | | | |

Fonte: Elaborado pelo autor

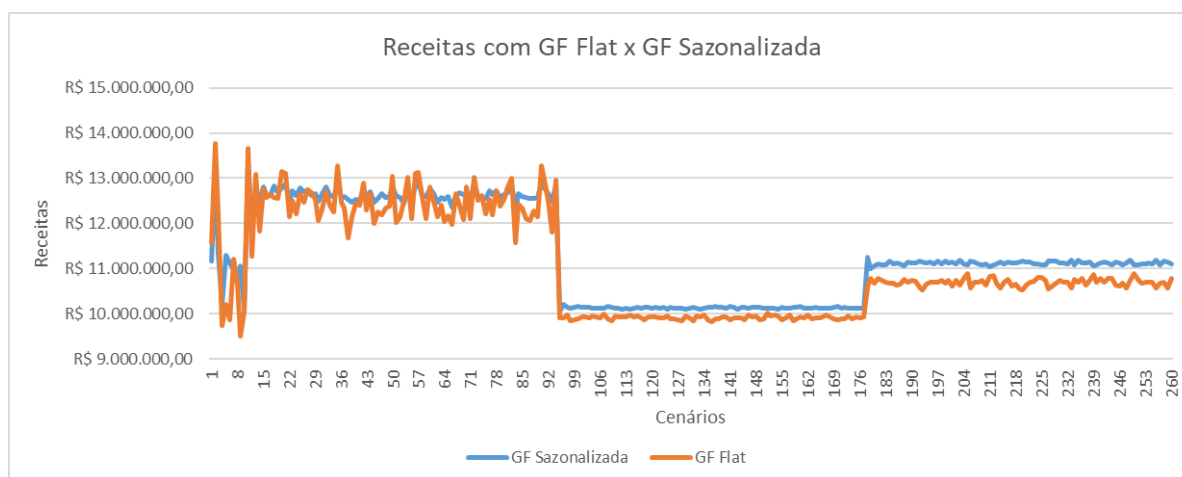
Nota-se que a exposição financeira no MRE do lastro de forma “flat”, nos meses iniciais, apresenta ter valores positivos, isso é, o agente estaria com crédito financeiro, fato que demonstra ser diferente quando sazonalizada a GF para fins de lastro. Ao optar pela sazonalização, como ilustrado na Figura 18, sempre existirá exposição negativa do agente no MRE, deixando este em débito. Em contrapartida, mesmo

exposto negativamente no caso da GF para fins de lastro sazonalizada, a exposição total no ano foi menor que no cenário “flat”. Deste modo, percebe-se que mesmo com saldos positivos nos 4 primeiros meses, no restante do ano, o agente obteve valores mais altos de débito na exposição financeira com lastro estando “flat”, o que decorre pela variação do GSF, o qual, nos valores previstos, dispõe de maiores porcentagens no começo do ano, entrando em declínio nos outros meses.

Assim como analisado nas receitas da PCH Rio do Sapo, a receita proveniente do MCP foi menor ao sazonalizar a GF para fins de lastro, sendo que neste caso, a diferença entre as receitas anuais se deu em maior grau, pois os montantes de energia dessa usina comercializados no MCP, em porcentagem, são maiores.

Abaixo segue Figura 19, as curvas proporcionadas pelas receitas anuais da usina, tanto com a GF sazonalizada, em azul, quanto “flat”, em laranja. Estas curvas se dão pela variação dos valores PLD mensais por ano, de acordo com cada um dos duzentos e sessenta cenários.

Figura 19 – Gráfico das receitas com a GF sazonalizada e de forma “flat” por cenário da PCH Forquilha IV



Fonte: Elaborado pelo autor

Ao analisar as duas curvas para esta usina, é cabível separar o gráfico em quatro regiões, na seguinte forma: primeira região, composta pelos cenários nº1 ao 10, os quais emulam os valores de PLD dos anos de 2013 a 2022; segunda região, composta pelos cenários nº 11 ao 94, que representam altos valores de PLD; terceira região, composta pelos cenários nº 95 ao 177, que representam baixos valores de PLD; e a quarta região, composta pelos cenários nº 178 ao 260, representantes do

valores de patamar médio do PLD. Deste modo, ao analisar a primeira e a segunda região, nota-se alta flutuação dos valores de receita em ambos casos de disposição da GF para fins de lastro, isso ocorre pelo maior impacto da receita proveniente do MCP no caso desta PCH. Nestas simulações, o percentual de montante comercializado no MCP foi de 20%, maior que na usina analisada anteriormente.

Dessa forma, como os altos valores de PLD dispostos obtêm maior faixa de variação, por consequência, as receitas anuais nos dois casos variam. Na terceira e quarta região, as quais as simulações utilizam baixos e médios valores de PLD, as receitas nas duas formas de sazonalização decaem na ordem de dois a três milhões de reais, gerando um impacto de até 23% de queda. O comportamento de declínio nas receitas, principalmente na terceira região do gráfico, é originado pela mesma razão das receitas serem elevadas nas primeiras regiões, o efeito do montante comercializado no MCP, neste caso, ser relevante a ponto de definir as variações das receitas.

A maior receita para o lastro sazonalizado ocorreu no 11º cenário, sendo esta um total de R\$13.301.118,84 (treze milhões, trezentos e um mil, cento e dezoito reais e oitenta e quatro centavos). Já para o lastro de forma “flat”, ocorreu no 2º cenário, representando um total de R\$13.760.719,92 (treze milhões, setecentos e sessenta mil, setecentos e dezenove reais e noventa e dois centavos). As maiores receitas se deram nos cenários de altos valores de PLD, assim, demonstrando novamente a grande influência deste fator no caso desta usina, sob estes parâmetros. Se comparadas, às maiores receitas, valeria optar pela GF de modo “flat”, porém, ao decorrer dos cenários, na maioria deles, a receita proveniente da GF para fins de lastro sazonalizada foi maior. Para analisar com enfoque, novamente, de maximização de receitas e de aversão à exposição financeira, utilizou-se do CVaR sob a taxa de 95%. Assim foram obtidos os seguintes valores, os quais demonstram maior confiabilidade na escolha pela sazonalização da GF de forma própria.

Tabela 6 – Receitas obtidas da PCH Forquilha IV para a GF sazonalizada e “flat” com CVaR 95%

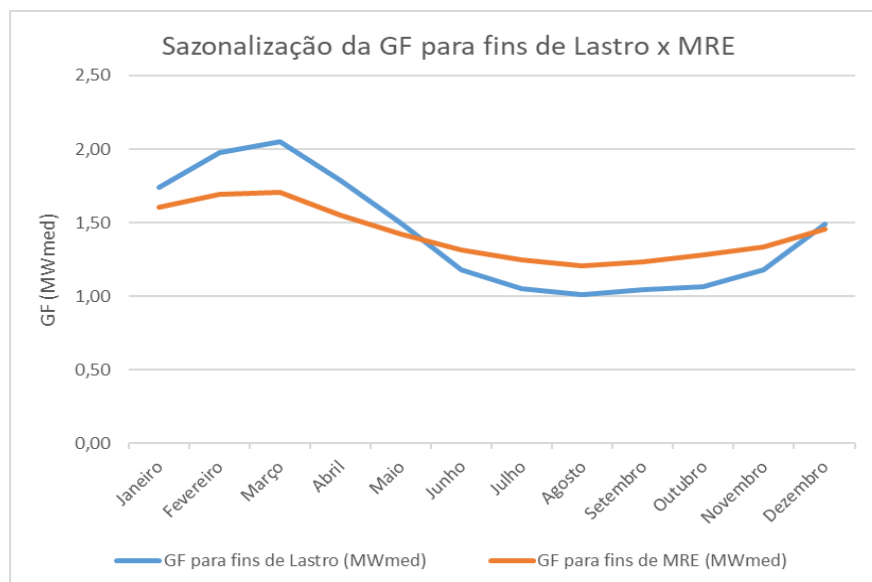
| GF Sazonalizada | GF “Flat” |
|------------------------|------------------|
| CVaR 95% | CVaR 95% |
| R\$ 10.106.455,33 | R\$ 9.811.029,09 |

Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 CGH Índio Condá

Sendo essa a última usina a ser analisada, a CGH Índio Condá, localiza-se no município de Chapecó, obtendo uma GF de 1,42 MWmed, valor menor que o das usinas anteriores (CCEE, 2023b). Para o cálculo dos dados de sazonalização da GF no MRE, considerou-se os mesmos fatores de referência utilizados nos casos das PCHs Rio do Sapo e Forquilha IV, sendo calculado também, da mesma maneira que nas usinas relatadas, a sazonalização da GF para fins de lastro. Com a Figura 20 abaixo, é possível compreender as curvas de sazonalização da GF para fins de MRE, em laranja, e de energia, em azul, sendo este último correlacionado com a variação do GSF.

Figura 20 – Curvas de sazonalização da GF para fins de MRE e para fins de lastro da CGH Índio Condá



Fonte: Elaborado pelo autor

Para esta CGH, as curvas de sazonalização seguem o mesmo padrão das PCHs já analisadas, com níveis expressivos no início do ano e oscilação negativa para os meses restantes. Vale ressaltar, que pela GF deste agente ser menor, as oscilações obtidas nas sazonalizações são menores em relação a sua GF “flat”. As Tabelas 7 e 8, a seguir, apresentam as receitas anuais desta CGH, em valor do médio do PLD, compostas pelo contrato de longo prazo, MCP e as exposições financeiras no MRE, quando a GF é sazonalizada ou deixada como “flat”, sendo as tabelas apresentadas nesta ordem, respectivamente. Nas simulações realizadas para esta usina, não houve montante alocado para comercialização no MCP, assim sendo, a receita anual originou-se somente do contrato de longo prazo, com o lastro coberto por esse, e da exposição mensal no MRE.

Tabela 7 – Quadro de composição da receita anual da CGH Índio Condá no cenário “flat”

| Mês | Montante para Longo Prazo (MWm) | Spread | Exposição no MCP | Longo Prazo | Curto Prazo | PLD mensal |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------|-------------------------|------------------|-------------|------------|
| janeiro-23 | 1,42 | R\$ 45,00 | R\$ 25.105,85 | R\$ 211.296,00 | R\$ 0,00 | R\$ 283,00 |
| fevereiro-23 | 1,42 | R\$ 45,00 | R\$ 45.850,04 | R\$ 190.848,00 | R\$ 0,00 | R\$ 207,00 |
| março-23 | 1,42 | R\$ 45,00 | R\$ 67.850,81 | R\$ 211.296,00 | R\$ 0,00 | R\$ 230,00 |
| abril-23 | 1,42 | R\$ 45,00 | R\$ 22.611,47 | R\$ 204.480,00 | R\$ 0,00 | R\$ 194,00 |
| maio-23 | 1,42 | R\$ 45,00 | -R\$ 23.922,46 | R\$ 211.296,00 | R\$ 0,00 | R\$ 330,00 |
| junho-23 | 1,42 | R\$ 30,00 | -R\$ 56.242,34 | R\$ 204.480,00 | R\$ 0,00 | R\$ 207,00 |
| julho-23 | 1,42 | R\$ 30,00 | -R\$ 75.807,05 | R\$ 211.296,00 | R\$ 0,00 | R\$ 208,00 |
| agosto-23 | 1,42 | R\$ 30,00 | -R\$ 145.707,66 | R\$ 211.296,00 | R\$ 0,00 | R\$ 374,00 |
| setembro-23 | 1,42 | R\$ 30,00 | -R\$ 104.542,00 | R\$ 204.480,00 | R\$ 0,00 | R\$ 294,00 |
| outubro-23 | 1,42 | R\$ 30,00 | -R\$ 96.835,61 | R\$ 211.296,00 | R\$ 0,00 | R\$ 273,00 |
| novembro-23 | 1,42 | R\$ 30,00 | -R\$ 88.274,81 | R\$ 204.480,00 | R\$ 0,00 | R\$ 325,00 |
| dezembro-23 | 1,42 | R\$ 45,00 | -R\$ 16.816,15 | R\$ 211.296,00 | R\$ 0,00 | R\$ 228,00 |
| Receitas e exposição | | | -R\$ 446.729,91 | R\$ 2.487.840,00 | R\$ 0,00 | - |
| Receita Total | | | R\$ 2.041.110,09 | | | - |

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 8 – Quadro de composição da receita anual da CGH Índio Condá no cenário sazonalizado

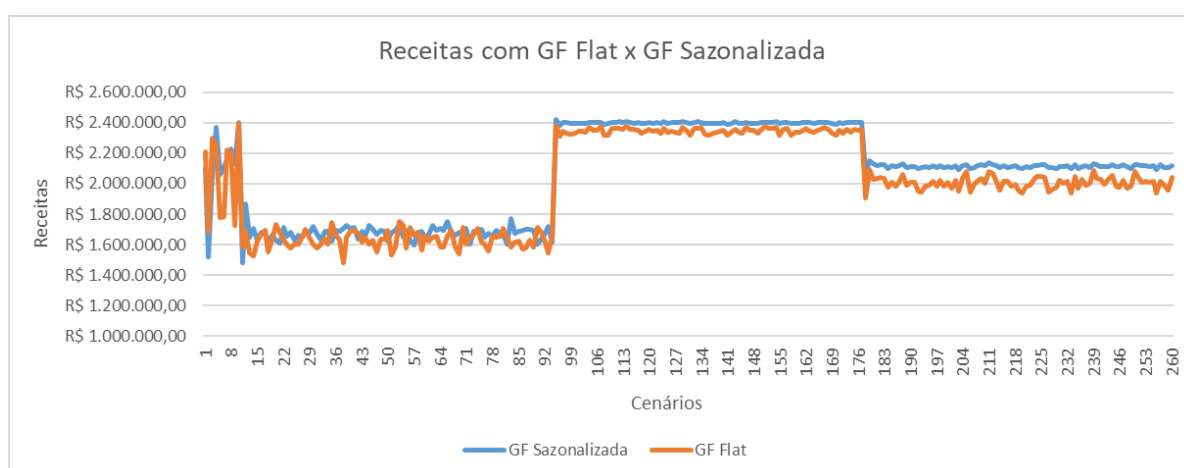
| Mês | Montante para Longo Prazo (MWm) | Spread | Exposição no MCP | Longo Prazo | Curto Prazo | PLD mensal |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------|-------------------------|------------------|-------------|------------|
| janeiro-23 | 1,739510049 | R\$ 45,00 | -R\$ 42.167,63 | R\$ 258.839,10 | R\$ 0,00 | R\$ 283,00 |
| fevereiro-23 | 1,977253279 | R\$ 45,00 | -R\$ 31.666,12 | R\$ 265.742,84 | R\$ 0,00 | R\$ 207,00 |
| março-23 | 2,052858042 | R\$ 45,00 | -R\$ 40.443,86 | R\$ 305.465,28 | R\$ 0,00 | R\$ 230,00 |
| abril-23 | 1,787700601 | R\$ 45,00 | -R\$ 28.748,95 | R\$ 257.428,89 | R\$ 0,00 | R\$ 194,00 |
| maio-23 | 1,494644257 | R\$ 45,00 | -R\$ 42.249,12 | R\$ 222.403,07 | R\$ 0,00 | R\$ 330,00 |
| junho-23 | 1,178294341 | R\$ 30,00 | -R\$ 20.218,53 | R\$ 169.674,39 | R\$ 0,00 | R\$ 207,00 |
| julho-23 | 1,051159721 | R\$ 30,00 | -R\$ 18.728,28 | R\$ 156.412,57 | R\$ 0,00 | R\$ 208,00 |
| agosto-23 | 1,012979447 | R\$ 30,00 | -R\$ 32.451,75 | R\$ 150.731,34 | R\$ 0,00 | R\$ 374,00 |
| setembro-23 | 1,046631817 | R\$ 30,00 | -R\$ 25.507,43 | R\$ 150.714,98 | R\$ 0,00 | R\$ 294,00 |
| outubro-23 | 1,065966276 | R\$ 30,00 | -R\$ 24.927,11 | R\$ 158.615,78 | R\$ 0,00 | R\$ 273,00 |
| novembro-23 | 1,178431393 | R\$ 30,00 | -R\$ 31.747,76 | R\$ 169.694,12 | R\$ 0,00 | R\$ 325,00 |
| dezembro-23 | 1,492726196 | R\$ 45,00 | -R\$ 29.152,84 | R\$ 222.117,66 | R\$ 0,00 | R\$ 228,00 |
| Receitas e exposição | | | -R\$ 368.009,36 | R\$ 2.487.840,00 | R\$ 0,00 | - |
| Receita Total | | | R\$ 2.119.830,64 | | | - |

Fonte: Elaborado pelo autor

Novamente, a exposição financeira no MRE para o caso de sazonalização própria foi menor que se comparado ao valor obtido na GF de forma “flat”. Porém, pelo fato do montante da GF estar totalmente coberto pelo contrato de longo prazo, não há receita proveniente do MCP. Assim, por mais que variem os valores do PLD, o impacto na receita tende a ser menor, pois somente a exposição financeira no MRE sentirá o efeito da mudança de preços. Portanto, pelo quadro de composição da receita anual, nota-se que, uma vez que o cenário de sazonalização tiver menor exposição que o cenário “flat” no MRE, este terá uma receita maior por consequência. Ao comparar as duas receitas anuais obtidas em amarelo nas Tabelas 7 e 8, comprova-se a análise realizada, sendo maior a receita do cenário de sazonalização da GF para fins de lastro.

Conforme realizado nas análises das usinas anteriores, foram traçadas duas curvas, representando: as receitas geradas no caso de sazonalização da GF para fins de lastro, em azul; e as receitas geradas no caso da GF para fins de lastro de forma “flat”, em laranja, ambas originadas das simulações dos duzentos e sessenta cenários de PLD mensais.

Figura 21 – Gráfico das receitas com a GF sazonalizada e de forma “flat” por cenário da CGH Índio Condá



Fonte: Elaborado pelo autor

Neste gráfico, é visível a similaridade do comportamento da curva construída pelas receitas geradas no caso da GF sazonalizada, com o mesmo tipo de curva adquirida ao utilizar a PCH Rio do Sapo nas simulações. A diferença entre estas duas curvas cabe ao impacto do valor do PLD nas receitas, sendo assim, no caso desta

usina, quando altos valores são utilizados, como nos primeiros cenários, as receitas desta CGH tendem a serem menores, percentualmente, que no caso da PCH Rio do Sapo. Isso se dá pela variação do PLD alterar somente as exposições no MRE, portanto, quanto menor a exposição, maior a receita. O fenômeno de acentuação da receita também ocorre no caso de baixos valores de PLD, sendo notável na ascendência das receitas entre 94° e 95° cenário. Outro comportamento interessante de se pontuar é a redução na flutuação das receitas em relação aos patamares de PLD, percebe-se sim que quando os patamares mudam, a receita altera abruptamente, porém sob valores do mesmo patamar, há pouca variação. A ocorrência da baixa mudança das receitas sob mesmo patamar de preços é relacionada, novamente, com a ausência de montantes comercializados no MCP, assim somente variando as exposições no MRE, o que influencia no mesmo peso.

Se for analisada as curvas do seu início ao fim, percebe-se que na maior parte dos cenários, a receita obtida por sazonalizar a GF para fins de lastro, de forma a acompanhar a curva do MRE e os valores de GSF, foi maior. Outro ponto é a baixa variabilidade das receitas entre si, o que denota previsibilidade do impacto econômico diante dos parâmetros utilizados nas simulações. Na comparação entre as maiores receitas, a GF sazonalizada se torna mais atrativa, com R\$2.417.634,75 (dois milhões, quatrocentos e dezessete mil, seiscentos e trinta e quatro reais e setenta e cinco centavos) de receita máxima, enquanto na GF de forma “flat” o valor é de R\$2.396.442,60 (dois milhões, trezentos e noventa e seis mil, quatrocentos e quarenta e quatro reais e sessenta centavos). Vale ressaltar que os cenários, que proporcionam estas receitas, representam baixos valores de PLD, no caso da GF sazonalizada ocorreu no 95° cenário, enquanto no outro caso ocorreu 10° cenário, o qual é composto por valores de PLD mensais de 2022, ano de altos índices hidrológicos. Para a análise de riscos e maximização das receitas, e para uma escolha adequada de cenários, foi utilizado novamente o CVaR com uma taxa de 95%. Sob o uso do CVaR, encontrou-se os seguintes resultados, os quais comprovam ganho financeiro para a CGH Índio Condá ao optar por sazonalizar a GF para fins de lastro, de forma a minimizar exposições no MRE.

Tabela 9 – Receitas obtidas da CGH Índio Condá para a GF sazonalizada e “flat”
com CVaR 95%

| GF Sazonalizada | GF Flat |
|------------------------|------------------|
| CVaR 95% | CVaR 95% |
| R\$ 1.595.005,57 | R\$ 1.546.317,90 |

Fonte: Elaborado pelo autor

6 CONCLUSÃO

As simulações realizadas diante do modelo construído, as quais têm seus resultados apresentados no capítulo 5, demonstraram a influência financeira na forma de sazonalizar a GF para fins de lastro. O modelo em questão visou ponderar cenários baseados na alteração normativa realizada pelas RENs n° 898 e 899 de 2020, principalmente pela última citada.

Para a modelagem dos cenários, foi feito o uso da sazonalização da GF para fins de MRE de uma única maneira, conforme a curva da média de geração dos agentes do mecanismo nos 5 anos anteriores à própria sazonalização, como previsto para depois de 2027. Assim, as variáveis se concentraram no modo de sazonalizar a GF para fins de lastro e na variação dos valores de PLD mensais a cada simulação, o que visto os resultados, gerou fortes impactos nas receitas das usinas consideradas.

Em todos os casos analisados, notou-se que ao sazonalizar a GF para fins de lastro, de forma a acompanhar a curva da GF no MRE e os valores de GSF, as receitas anuais obtidas nas simulações, na maioria dos cenários, tiveram resultados melhores que no caso da GF disposta de maneira “flat”. O que justifica os melhores resultados é a sazonalização ser efetiva na minimização dos montantes originados da diferença entre a geração alocada e a GF para fins de lastro. Dessa forma, a exposição financeira decorrida pelo MRE, mesmo com maior valoração do PLD, ainda tende a ser menor que no caso “flat”.

Os resultados positivos perante a sazonalização, decorreram mesmo com a mudança da percentagem do montante da GF para fins de lastro a ser vendido no MCP. A única alteração abrupta do comportamento das receitas geradas pelos cenários, deu-se na PCH Forquilha IV, a qual comercializou-se 80% da GF para fins de lastro no MCP. Porém, mesmo com a alteração de comportamento e picos de sobreposição da receita proveniente da GF de forma “flat”, devido aos altos valores de PLD, ainda sim, sazonalizar expressou ser a melhor opção.

Outro ponto a ser levado em conta, é a menor flutuação das receitas no caso da sazonalização, mesmo sob mudanças no valor do PLD, o que permite considerar, sob os parâmetros definidos, que esta forma de disposição da GF para fins de lastro apresenta maior confiabilidade e previsibilidade em seus resultados. O uso do CVaR a uma taxa de 95% reforça a estratégia de sazonalização, apresentando melhores receitas nas três usinas, ao considerar o panorama de aversão a riscos financeiros.

Portanto, pode-se concluir que, com a mudança das regras de sazonalização da GF para fins de MRE, principalmente com as vigentes para após o ano de 2027, faz-se necessário o agente gerador que integre o mecanismo considere a negociação da sazonalização do contrato de venda, uma vez que possibilita menores exposições financeiras e permite com que a usina, sujeita às variações de mercado, obtenha maximização em seu retorno financeiro.

Para trabalhos futuros relacionados ao tema, cabe sugestões quanto ao aprimoramento dos instrumentos utilizados no modelo de simulações, como o emprego de outra linguagem de programação que possibilite outras opções de métodos analíticos. Outro ponto é a disposição de mais parâmetros para a exposição financeira do agente gerador no MRE, levando em conta exposições relacionadas à valoração da TEO e pelo intercâmbio de energia entre submercados. Pode-se adequar também outras formas de sazonalização da GF para fins de lastro conforme cenários hidrológicos e de PLD. Ao fim, de forma adicional, demonstra-se ser interessante a inclusão de uma análise de viabilidade de continuidade no MRE das usinas utilizadas no modelo.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informativo ANEEL de deliberações da Diretoria**. Brasília: ANEEL, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiência Pública Nº 18/2013**. Brasília: ANEEL, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>. Acesso em: 09 out. 2023

ALMEIDA, Camila Oliveira de. **O desafio institucional do setor elétrico brasileiro**. 2012. 94 f. TCC (Graduação) - Curso de Ciência Política, Instituto de Ciência Política, Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHs E CGHs (ABRAPCH). **Cenários de PCH's e CGH's no Brasil**. Brasília: ABRAPCH, 2022. Disponível em: <https://abrapch.org.br/o-setor/>. Acesso em: 09 out. 2023

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHs E CGHs (ABRAPCH). **Brasil tem potencial para aumentar em 347% a geração de energia por PCHs e CGHs**. Brasília: ABRAPCH, 2023. Disponível em <https://abrapch.org.br/2022/03/brasil-tem-potencial-para-aumentar-em-347-a-geracao-de-energia-por-pchs-e-cghs/>. Acesso em: 09 out. 2023

BRASIL. Lei da Organização da Presidência da República e Ministérios (2003). Dispõe sobre a organização da Presidência da República e dos Ministérios, e dá outras providências. **Lei Nº 10.683, de 28 de Maio de 2003**. Brasília, 2003.

BRASIL. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Brasília, 2004.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL Nº 1.030, de 26 de Julho de 2022**. Brasília, 2022a.

BRASIL. **Resolução Normativa Nº 875, de 10 de Março de 2020**. Brasília, 2020.

BRASIL. **Resolução Normativa Aneel Nº 1.034, de 26 de Julho de 2022.** Brasília, 2022b.

BRASIL. **Portaria Normativa MME Nº 50, de 27 de Setembro de 2022.** Brasília, 2022c.

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aprimoramento do MRE.** São Paulo: CCEE, 2019.

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização Tratamento das Exposições.** São Paulo: CCEE, 2021. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/08%20-%20Tratamento%20das%20Exposi%C3%A7%C3%B5es_2021.2.0_\(jan21\).pdf/faca13bc-61d1-0527-cbee-8b908f89d5f9](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/08%20-%20Tratamento%20das%20Exposi%C3%A7%C3%B5es_2021.2.0_(jan21).pdf/faca13bc-61d1-0527-cbee-8b908f89d5f9).

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica: NT de Análise de cenários e cronograma para a Abertura do Mercado.** São Paulo: CCEE, 2022a

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **InfoMercado Mensal – Limites de Sazonalização: Conheça o fator de referência de sazonalização do MRE 2023.** São Paulo: CCEE, 2022b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-infomercado-mensal-limites-de-sazonizacao-conheca-o-fator-de-referencia-de-sazonizacao-do-mre-2023>. Acesso em: 10 out. 2023.

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Balanço 2022.** São Paulo: CCEE, 2023a.

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração de Energia Elétrica.** São Paulo: CCEE, 2023b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>. Acesso em: 10 out. 2023.

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização: garantia física.** São Paulo: CCEE, 2023c.

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização**: cálculo do desconto aplicado à TUSD/TUST. São Paulo: CCEE, 2023d.

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Governança**. São Paulo: CCEE, 2023e. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/governanca>. Acesso em: 10 out. 2023.

CCEE. **Regras de Comercialização Mecanismo de Realocação de Energia**. São Paulo: 2022c. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/04__MRE_2022.5.0.pdf/2539cfb0-1a49-96dd-ac34-23b4867c2950. Acesso em: 11 out. 2023.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Resolução CNPE Nº 29, de 12 de Dezembro de 2019**. Brasília, 2019.

DCIDE. **Índices Curva Forward**. Disponível em: <https://denergia.com.br/dashboard>. Acesso em: 11 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2023**: ano base 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2023a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 50 anos**: cinquenta anos de estatísticas energéticas. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>. Acesso em: 07 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Energia Elétrica**: Garantia física. Rio de Janeiro: EPE, 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>. Acesso em: 07 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Fontes**. Rio de Janeiro: EPE, 2023c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes#:~:text=O%20potencial%20hidrel%C3%A9trico%20brasileiro%20%C3%A9,de%2060%25%20j%C3%A1%20foram%20aproveitados>. Acesso em: 08 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Quem Somos**. Rio de Janeiro: EPE, 2023d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>. Acesso em: 07 out. 2023.

GRUPO ENERGISA. **Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <https://ri.energisa.com.br/a-energisa/setor-eletrico-brasileiro-2/>. Acesso em: 10 out. 2023.

LEONEL, Laís Domingues. **Ferramentas de teoria dos jogos e inteligência de mercado aplicadas à estratégia de sazonalização de garantia física de usinas hidrelétricas objetivando maximização de resultados e controle de risco financeiro no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE**. 2020. 98 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

MELO, Maisa Kely de. **Conditional Value at Risk utilizado para a estratégia Model Predictive Control**. 2021. Disponível em: <https://maisamelo.medium.com/conditional-value-at-risk-utilizado-para-a-estrat%C3%A9gia-model-predictive-control-48fd23cc0c88>. Acesso em: 15 out. 2023..

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **A ANEEL**. Brasília: MME, 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 06 out. 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Conheça o Ministério**: O Ministério. Brasília: MME, 2023b. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>. Acesso em: 07 out. 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Conselhos e Comitês**: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Brasília: MME, 2023c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. Acesso em: 06 out. 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Modernização do Setor Elétrico**. Brasília: MME, 2023d. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt->

Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013.

SILVA, Malcon Fernandes Angelo da. **Modelo para planejamento de demanda de energia elétrica considerando o comportamento dos consumidores nos ambientes de contratação.** 2007. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SOZZI, Gustavo. **Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro.** 2014. 84 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Sistema de Potência, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

VIANA, Alexandre Guedes. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil.** 2018. 624 f. Tese (Doutorado) - Curso de Ciências, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.