



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ DOS SANTOS ALBUQUERQUE

**ESTRATÉGIAS PARA SAZONALIZAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA DE GERADORES
PARTICIPANTES DO MRE UTILIZANDO FERRAMENTAS DE FORMAÇÃO DE PREÇO
FUTURO E ANÁLISES FINANCEIRAS**

Recife
2023

ANDRÉ DOS SANTOS ALBUQUERQUE

**ESTRATÉGIAS PARA SAZONALIZAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA DE
GERADORES PARTICIPANTES DO MRE UTILIZANDO FERRAMENTAS DE
FORMAÇÃO DE PREÇO FUTURO E ANÁLISES FINANCEIRAS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do grau de Bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Me. Alex Ferreira Falcão Moreira
Coorientador (a): Mario Cavalcanti Gameiro de Moura Filho

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Albuquerque, André dos Santos.

Estratégias para sazonalização de garantia física de geradores participantes do MRE utilizando ferramentas de formação de preço futuro e análises financeiras / André dos Santos Albuquerque. - Recife, 2023.

80

Orientador(a): Alex Ferreira Falcão Moreira

Coorientador(a): Mario Cavalcanti Gameiro de Moura Filho

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2023.

1. Usinas hidrelétricas. 2. Mecanismo de realocação de energia. 3. Lastro. 4. Estratégias. 5. Ganhos financeiros. I. Moreira, Alex Ferreira Falcão . (Orientação). II. de Moura Filho, Mario Cavalcanti Gameiro. (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

ANDRÉ DOS SANTOS ALBUQUERQUE

**ESTRATÉGIAS PARA SAZONALIZAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA DE
GERADORES PARTICIPANTES DO MRE UTILIZANDO FERRAMENTAS DE
FORMAÇÃO DE PREÇO FUTURO E ANÁLISES FINANCEIRAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 26/09/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Alex Ferreira Falcão Moreira
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado a todos os meus familiares e amigos que me ajudaram na minha caminhada da graduação. Cada passo durante essa trajetória foi importante para minha formação e junto ao apoio deles, Deus sempre me guiou até esse momento. Meu sentimento de gratidão será eterno a todos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me dado forças para chegar neste momento tão importante da minha vida, sem ele nada disso seria possível. Agradeço aos meus pais, Alexandre e Patrícia por colocarem minha educação em primeiro lugar e sempre lutarem para que eu pudesse ter as melhores condições possíveis para estudar e me encontrar naquilo que eu gosto. Além deles, sou grato ao meu irmão Pedro, meu avô Firmino, que sempre torceram por mim e ao meu avô Soares, que mesmo não estando mais aqui, tenho certeza de que cuida de mim lá de cima. Agradeço a minha avó Alidéia e minha avó Maria das Neves, que por muitos anos foi minha professora de matemática. Agradeço a minha namorada, Daniela Alves, que tanto me deu apoio, me ajudou e que esteve junto durante toda minha graduação, principalmente nos momentos que mais precisei. Além disso, tive a felicidade de conhece-la através da UFPE e sou muito grato a isso.

Agradeço a todos os meus amigos e docentes que passaram pela minha graduação, cada um teve um papel fundamental para este momento. Em especial, gostaria de dizer meu muito obrigado ao professor Alex Ferreira, meu orientador para este trabalho de conclusão de curso e que se mostrou muito disponível, sempre auxiliando e ajudando no que foi possível.

A todos os amigos que fiz na Neoenergia Pernambuco, empresa que me abriu as portas para o mercado de trabalho e a toda minha equipe, que me recepcionou extremamente bem e que prezou pelo meu desenvolvimento, muito obrigado.

Agradeço a Kroma Gestão pela oportunidade na posição atual em que me encontro e a todos com quem compartilho o meu trabalho diário, muito sucesso e conquistas para nós.

Aos meus amigos Tarcísio Lopes e Mario Gameiro, colegas que compartilho diariamente os desafios no trabalho e que sou extremamente grato, pois tiveram papéis fundamentais para a elaboração deste documento. Sem a visão de mercado deles, não conseguiria chegar nos resultados que me propus.

Espero que este trabalho possa agregar ao departamento em conhecimento sobre comercialização de energia, tema ao qual me apaixonei e desfruto diariamente do seu potencial.

Obstáculos são aquelas coisas assustadoras que vemos quando desviamos o foco do nosso objetivo. (HENRY FORD).

RESUMO

As Usinas Hidrelétricas do Brasil estão sob ordem de despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), ou seja, quando solicitadas pelo ONS por questões operativas, estas poderão armazenar ou verter vazão turbinável, ocasionando frustrações na expectativa de geração do empreendedor. Desta forma, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) surge para que as usinas hidráulicas compartilhem os riscos financeiros associados a comercialização de energia, assim como o bônus numa geração maior que a esperada. A Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), solicita anualmente a declaração da sazonalização da garantia física para todos os agentes participantes do mecanismo, para fins de lastro e para fins de MRE. Essas duas curvas geram impactos distintos no ganho financeiro do empreendedor. Em um cenário de variações expressivas do mercado de energia e do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), este trabalho tem como objetivo analisar estratégias distintas de sazonalização da garantia física para geradores participantes do MRE, com a finalidade de comparar com a não declaração da garantia física, ou seja, seguir a própria curva do mercado para a curva do MRE e curva FLAT para o lastro e assim, mostrar a importância das estratégias escolhidas e evidenciar os ganhos financeiros do empreendedor. Tais metodologias de sazonalização, terão como base previsões futuras de geração hidráulicas utilizando os modelos NEWAVE e DECOMP através de premissas armazenamento, meteorologia e carga, simulando o momento de tomada de decisão do gerador. Ao final, é possível obter através dos cenários previstos e estratégias adotadas, melhorias percentuais próximas a 10% em relação a não declaração das curvas, além de fornecer maior liquidez financeira após as contabilizações das situações simuladas.

Palavras-chave: Usinas Hidrelétricas; Mecanismo de Realocação de Energia; Lastro; Estratégias; Ganhos Financeiros.

ABSTRACT

The Hydroelectric Power Plants in Brazil are under centralized dispatch order by the National Electric System Operator (ONS), that is, when requested by the ONS for operational reasons, they may store or pour turbined flow, causing frustrations in the entrepreneur's generation expectation. In this way, the Energy Reallocation Mechanism (MRE) appears so that the hydraulic plants share the financial risks associated with the commercialization of energy, as well as the bonus in a generation greater than expected. The Energy Commercialization Chamber (CCEE) annually requests the declaration of the seasonality of the physical guarantee for all agents participating in the mechanism, for ballast purposes and for MRE purposes. These two curves generate different impacts on the financial gain of the entrepreneur. In a scenario of significant variations in the energy market and the Settlement Price of Differences (PLD), this work aims to analyze different strategies for seasonality of the physical guarantee for generators participating in the MRE, in order to compare with the non-declaration of physical guarantee, that is, following the market curve for the MRE curve and the FLAT curve for the ballast, thus showing the importance of the chosen strategies and highlighting the entrepreneur's financial gains. Such seasonality methodologies will be based on future forecasts of hydraulic generation using the NEWAVE and DECOMP models through storage, meteorology and load assumptions, simulating the generator's decision-making moment. In the end, it is possible to obtain, through the foreseen scenarios and adopted strategies, percentage improvements close to 10% in relation to the non-declaration of the curves, in addition to providing greater financial liquidity after accounting for the simulated situations.

Keywords: Hydroelectric Plants; Energy Reallocation Mechanism; Ballast; Strategies; Financial Gains.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Usinas em Cascata	15
Figura 2 - Estrutura Setor Elétrico	19
Figura 3 - Atual composição da comercialização por ambiente	20
Figura 4 - Matriz elétrica Brasileira por fonte.....	21
Figura 5 - Sazonalização e Modulação de Garantia física	23
Figura 6 - Determinação da garantia física da usina por patamar de carga.....	25
Figura 7 - Fluxograma de determinação da garantia física	26
Figura 8 - Resumo Operação MRE	27
Figura 9 - Representação MRE simplificada	30
Figura 10 - Fluxograma Energia Secundária.....	30
Figura 11 - Shape das curvas com os fatores MRE	32
Figura 12 - Fluxo cadeia de modelos CEPEL	35
Figura 13 - Percentual de sazonalização pelos fatores MRE e FLAT 2021	37
Figura 14 - Percentual de sazonalização pelos fatores MRE e FLAT 2022	37
Figura 15 - Discretização mensal da garantia física para agentes geradores da CCEE	39
Figura 16 - Variações nos preços do PLD para os anos de análise.....	40
Figura 17 - Fluxo CCEE com os parâmetros de contabilização	43
Figura 18 - Balanço energético CCEE	43
Figura 19 - Perfil de geração da Usina em análise.....	49
Figura 20 - Sazonalização MRE 2021 e 2022	52
Figura 21 - Sazonalização Flat 2021	54
Figura 22 – Sazonalização Flat 2022	54
Figura 23 - Estratégia proporcional ao GSF 2021	55
Figura 24 - Estratégia proporcional ao inverso do GSF 2021	55
Figura 25 - Estratégia proporcional a geração 2021	56
Figura 26 - Estratégia proporcional ao GSF 2022	56
Figura 27 - Estratégia proporcional ao inverso do GSF 2022	57
Figura 28 - Estratégia proporcional a geração 2022	57
Figura 29 - Resultados resumidos de todas as estratégias de comercialização 2021	60

Figura 30 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MCP 2021	60
Figura 31 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MRE 2021	61
Figura 32 - Fluxo de contabilização CCEE.....	62
Figura 33 – Gráfico resumo operações 2021	63
Figura 34 - Resultados resumidos de todas as estratégias de comercialização 2022	65
Figura 35 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MCP 2022.....	66
Figura 36 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MRE 2022.....	66
Figura 37 - Gráfico resumo operações 2022.....	67
Figura 38 - PLD's projetados pelo Newave e Decomp 2021.....	68
Figura 39 - Resultado consolidado para venda de lastro 2021 PLD projetado otimista	68
Figura 40 - Resultado consolidado para venda de lastro 2021 PLD projetado mediano	69
Figura 41 - Resultado consolidado para venda de lastro 2021 PLD projetado pessimista	69
Figura 42 - Valores PLD consolidado 2021 x projetados	70
Figura 43 - Valores PLD consolidado 2022 x projetados	71
Figura 44 - Resultado consolidado para venda de lastro 2022 PLD projetado otimista	71
Figura 45 - Resultado consolidado para venda de lastro 2022 PLD projetado mediano	72
Figura 46 - Resultado consolidado para venda de lastro 2022 PLD projetado pessimista	72
Figura 47 - Impacto MCP 2021 consolidado 12 meses por estratégia.....	73
Figura 48 - Impacto MCP 2021 consolidado 12 meses por estratégia.....	73
Figura 49 - Impacto MCP MRE x Não participante.....	75
Figura 50 - Impacto MCP MRE x Não participante.....	75

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Estratégias de sazonalização de garantia física	41
Quadro 2 - Valoração das contabilizações e exposições	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Gerações hidráulicas projetadas para os anos de análise	46
Tabela 2 - GSF projetado para 2021	48
Tabela 3 - GSF projetado para 2022	48
Tabela 4 – Dados gerais para o ano de 2021	49
Tabela 5 – Dados gerais para o ano de 2022	50
Tabela 6 - Garantia física Sazonalizada para fins de MRE 2021	51
Tabela 7 - Garantia física Sazonalizada para fins de MRE 2022	51
Tabela 8 - Percentual por estratégia 2021	53
Tabela 9 - Percentual por estratégia 2022	53
Tabela 10 - Resultados venda de energia 2021 estratégia Flat e proporcional a Geração	58
Tabela 11 - Resultados venda de energia 2021 estratégia Proporcional ao GSF	59
Tabela 12 - Resultados venda de energia 2021 estratégia Proporcional ao inverso do GSF	59
Tabela 13 - Resumo dos valores obtidos na comercialização do lastro 2021	63
Tabela 14 - Resultados venda de energia 2022 estratégia Flat e proporcional a Geração	64
Tabela 15 – Resultados venda de energia 2022 estratégia Proporcional ao GSF	64
Tabela 16 - Resultados venda de energia 2022 estratégia Proporcional ao Inverso do GSF	65
Tabela 17 - Resumo dos valores obtidos na comercialização do lastro 2022	67
Tabela 18 - Resultados em relação a estratégia vencedora 2021	70
Tabela 19 - Análise não participação do MRE	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CMO	Custo Marginal de Operação
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ENA	Energia Natural Afluente
GF	Garantia Física
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
UHE	Usinas Hidrelétricas
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica
MLT	Média de Longo Termo
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
TEO	Tarifa de Energia de Otimização

SUMÁRIO

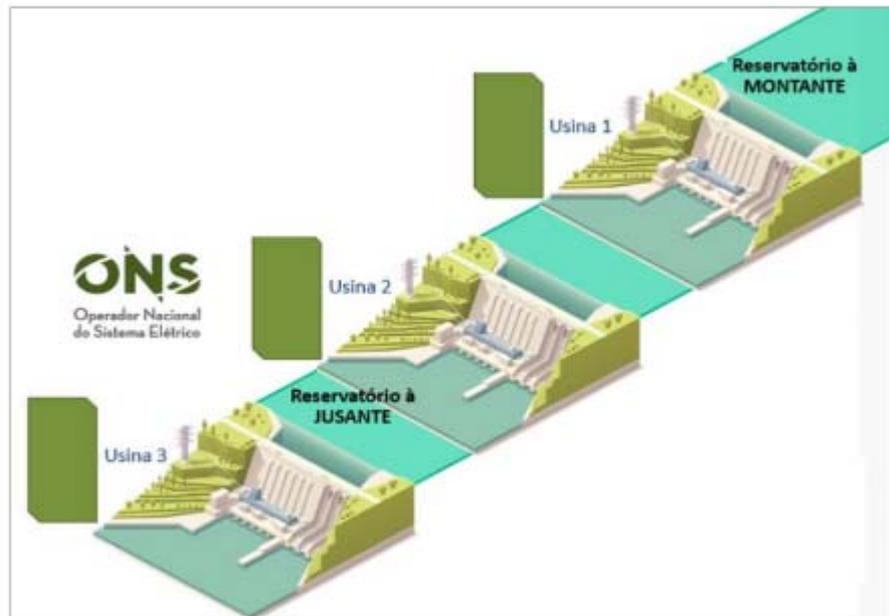
1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVO	16
1.1.1	Geral.....	16
1.1.2	Específicos	16
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL	18
2.2	GARANTIA FÍSICA.....	22
2.3	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA.....	26
2.4	SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA E SEUS OBJETIVOS.....	31
2.5	<i>GENERATION SCALING FACTOR</i>	32
2.6	<i>SOFTWARES NEWAVE E DECOMP</i>	33
3	METODOLOGIA.....	36
3.1	SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA E PREMISSAS DE FORMAÇÃO DE PREÇO	36
3.2	ESTRATÉGIAS DE SAZONALIZAÇÃO.....	38
3.3	ANÁLISE DE MONTANTES	41
3.4	ANÁLISE FINANCEIRA.....	44
4	RESULTADOS	45
4.1	GSF PROJETADO BASEADO NA SAÍDA DOS MODELOS DE FORMAÇÕES DE PREÇO	45
4.2	DADOS GERAIS	48
4.3	BALANÇO FINANCEIRO	57
4.4	PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO	67
4.5	IMPACTO MCP	73
4.6	ANÁLISE SEM PARTICIPAÇÃO MRE	74
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	76
	REFERÊNCIA	78

1 INTRODUÇÃO

Apesar dos avanços da matriz elétrica brasileira em busca de uma maior diversificação, o Brasil ainda é um país dependente das Usinas Hidrelétricas (UHE), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), que juntas representam cerca de 50,80% da matriz [1]. Junto a isso, o mercado livre de energia vem expandindo de maneira progressiva o seu número de participantes, muito incentivados por portarias normativas como [2] que permitiu a qualquer consumidor do grupo A optar por comprar sua energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para o operador, de maneira geral, há uma busca pelo menor custo presente e futuro da geração, pois decisões tomadas hoje acabam impactando nos dias seguintes. Dessa forma, o ONS despacha suas usinas de maneira centralizada, ou seja, é informado a quantidade de energia que se deseja produzir e o preço por megawatt-hora (MWh), para que o ONS determine a curva de oferta e a curva de demanda e assim, no cruzamento destas duas, determine quais serão os empreendimentos a serem despachados para atender a carga naquele instante. Todavia, o Brasil possui muitas usinas em cascata, de modo que a própria geografia do país acaba entrando em conflito com o modelo do despacho centralizado, pois uma Usina que está mais a montante, acaba sendo convocada a gerar quando o cenário hidrológico está mais favorável, por possuir maiores reservatórios reguladores e conseqüentemente terá preços mais descontados [3]. Em contrapartida, as usinas a jusante na cascata, quando são solicitadas a entrarem no sistema, serão disparadas com o preço de curto prazo mais elevado, obtendo assim um benefício financeiro.

Figura 1 – Usinas em Cascata



Fonte: retirado de [3]

A fim de evitar essa disparidade contábil entre a capacidade de geração das usinas e seus contratos firmados, surgiu em 2 de julho de 1998, pelo decreto nº 2655, o Mecanismo de Realocação de energia (MRE). Nele, as usinas hidráulicas compartilham os riscos financeiros associados a comercialização de energia, bem como os bônus pelo superavit de geração [4].

Dentro desse contexto, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) solicita aos participantes do mecanismo a declaração da sazonalização de garantia física para fins de lastro e MRE. Estas irão impactar diretamente no retorno financeiro obtido pelo agente gerador, tanto no que se refere aos seus contratos firmados, como nas exposições a serem liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP). Dessa forma, a sazonalização da garantia física anual, para um gerador participante do MRE, tem grande relevância e é colocada em destaque pelos agentes, pois uma vez que a curva for declarada, não é possível realizar ajustes e o agente irá arcar com os impactos de uma boa ou má escolha de sua distribuição mensal.

É importante ressaltar que a estratégia individual de cada agente, após ser declarada, formará a chamada Sazonalização MRE, ou seja, as escolhas feitas por

cada empreendedor irão impactar o mecanismo como um todo, principalmente as Usinas que possui uma garantia física com grande representatividade no sistema [5].

1.1 Objetivo

1.1.1 Geral

Desenvolver e simular estratégias de sazonalização de garantia física para um gerador participante do MRE, localizado no estado do Rio Grande do Sul, nos anos 2021 e 2022, a partir de simulações nos *softwares* Newave e Decomp. Será gerado cenários hídricos e de carga projetados para os anos propostos, assim como o Preço de Liquidação das Diferenças praticados de maneira mensal nos anos de análise. Dessa forma, serão propostas diferentes estratégias de sazonalização, com o objetivo de obter maiores retornos financeiros para um agente do mercado, em relação a sua não declaração.

1.1.2 Específicos

Pretende-se por meio deste trabalho alcançar os seguintes objetivos específicos:

- a) Explicar a integração dos modelos NEWAVE e DECOMP no planejamento e como podem ser utilizados para auxiliar na tomada de decisão dos geradores na hora de declarar sua estratégia para o ano de comercialização.
- b) Apresentar os conceitos gerais do mercado livre de energia, principalmente focados nos agentes geradores do mercado.
- c) Expor como a comercialização de energia é feita no mercado de energia, assim como a sua dinâmica e possíveis impactos para o empreendedor.
- d) Analisar diferentes estratégias de sazonalização da garantia física baseado em indicadores de mercado e premissas de armazenamento.
- e) Discutir os resultados obtidos, propor pontos de melhorias e continuidade da tese.

1.2 Organização do Trabalho

Este documento se encontra organizado em cinco capítulos. O primeiro é composto pela introdução, contextualização e objetivos a serem alcançados com o tema proposto.

Em seguida, no segundo capítulo, serão apresentados conceitos e definições a respeito do mercado livre de energia, assim como sobre o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e passando por todos os conceitos necessários para a realização do estudo proposto.

No terceiro capítulo, será realizada a explicação da metodologia do trabalho. Serão feitas considerações dos modelos utilizados para simulação dos cenários e desenvolvimento a respeito das saídas obtidas, formando as estratégias que serão utilizadas. Além disso, descrever como será realizada a análise de montantes e financeira dos resultados.

O quarto capítulo tem foco nos resultados, passando por toda a análise financeira do da venda do lastro do gerador, bem como os impactos do MRE e MCP, para todas as estratégias utilizadas. Observar como se daria o processo de tomada de decisão do agente a partir das premissas adotadas no capítulo 3 e por fim, comparar uma possível não participação do mecanismo de realocação e o impacto financeiro desse movimento.

O último capítulo trará as conclusões obtidas com o desenvolvimento do trabalho e os próximos passos idealizados pelo autor.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Por se tratar de um país de geração predominantemente hídrica, o Brasil se torna refém dos regimes hidrológicos e suas incertezas. Segundo os dados do último boletim da ABSOLAR [1] aproximadamente 50,80% da matriz elétrica atual é advinda de geração hídrica. Além disso, os proprietários das usinas estão suscetíveis ao despacho centralizado do operador, ocasionando ônus ou bônus financeiros, principalmente devido a geografia em cascata das principais usinas do país. Dentro desse contexto, o preço de curto prazo da energia elétrica é formado baseado no Custo Marginal de Operação (CMO), que é obtido através do planejamento da operação em horizontes de curto, médio e longo prazo, onde utiliza-se modelos computacionais (NEWAVE, DECOMP E DESSEM), e a partir das variáveis de saída desses *softwares*, a CCEE define o PLD, que representa o preço ao qual os agentes estarão sujeitos no mercado de curto prazo.

2.1 Comercialização de Energia no Brasil

O setor elétrico brasileiro possui quatro divisões principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização. De maneira resumida, a geração é responsável pelo início da cadeia e tem foco na produção de energia elétrica, já a transmissão, tem o papel de levar a energia dos geradores as subestações de distribuição, e por fim, as distribuidoras irão levar aos consumidores finais.

Dentro desse contexto, a comercialização de energia é feita de duas maneiras distintas: através das distribuidoras de energia, que detêm as concessões para distribuir energia aos consumidores de cada estado e tem seus preços de energia definidos pela ANEEL, este é o chamado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A outra maneira, é a entrega de energia através das comercializadoras de energia, formando assim o Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que se negocia grandes montantes de energia de maneira livre, e é possível formar contratos bilaterais de acordo com as condições comerciais desejadas como perfil de consumo, sazonalização da energia contratada, flexibilidade e impactos no curto prazo, pelo consumidor e comercializador. Esses dois ambientes juntos, formam o chamado mercado de comercialização de energia elétrica.

Dessa forma, para que toda a cadeia do fluxo de energia seja completa, desde a geração ao fornecimento, faz-se necessário a participação de alguns órgãos governamentais que regulem e intervenham nas negociações e tratativas do setor elétrico. Os principais que formam

o setor elétrico brasileiro são:

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);
- Comitê Nacional de Política Energética (CNPE);
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Ministério de Minas e Energia (MME);
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- Operador Nacional de Sistema (ONS);
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);

A figura 2 ilustra de maneira resumida como está definido atualmente o organograma do setor.

Figura 2 - Estrutura Setor Elétrico

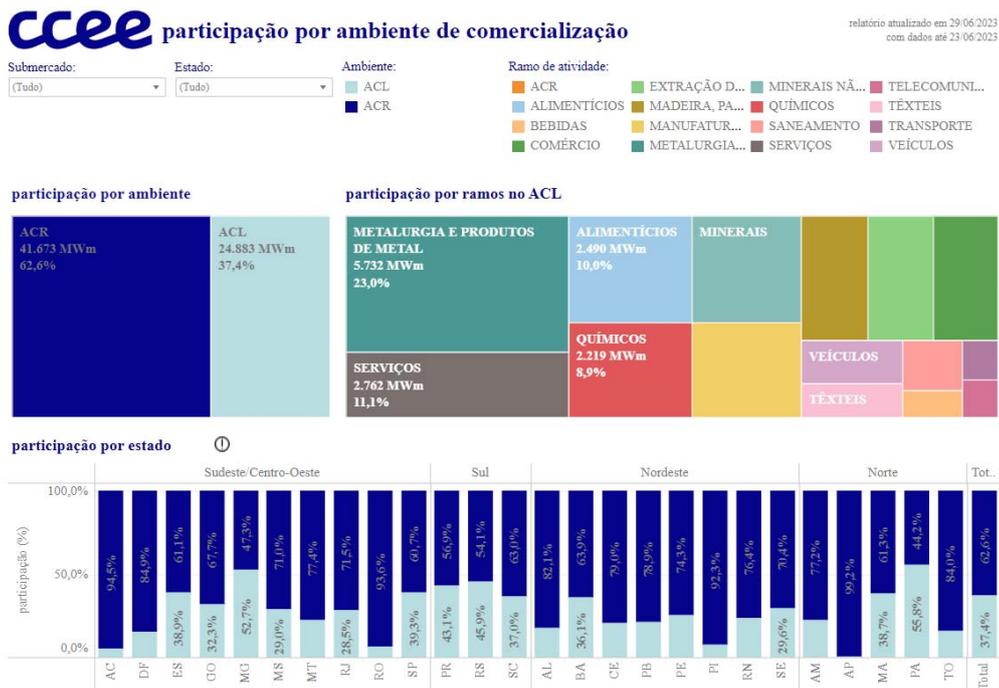


Fonte: adaptado de [6]

Como observa-se, abaixo da ANEEL, estão os agentes que compõem o setor, e estes são os principais participantes da comercialização de energia nos ambientes livre e regulado. Como dito anteriormente, dentro do ambiente livre, é possível a negociação de maneira bilateral, conectando geradores a consumidores e comercializadores, dessa forma, há uma livre concorrência e conseqüentemente, preços mais competitivos em relação ao mercado cativo. Por esse motivo, o mercado livre de energia vem se tornando cada vez mais popular entre os consumidores brasileiros, apesar de inicialmente a migração estar limitada a consumidores com demandas elevadas.

Ao longo dos anos, maiores volumes de energia no ACL vêm sendo comercializado, muito motivados por portarias como a N° 514, de 27 de dezembro de 2018 [6] que estabeleceu um calendário de reduções de demanda mínima de 2500 kW em 2019 a 500 kW em 2023, e a N° 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022 [2] que dá liberdade a qualquer consumidor do Grupo A optar por comprar sua energia a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN a partir de 2024. A figura 3 refere-se a atual participação dos ambientes de comercialização de energia.

Figura 3 - Atual composição da comercialização por ambiente

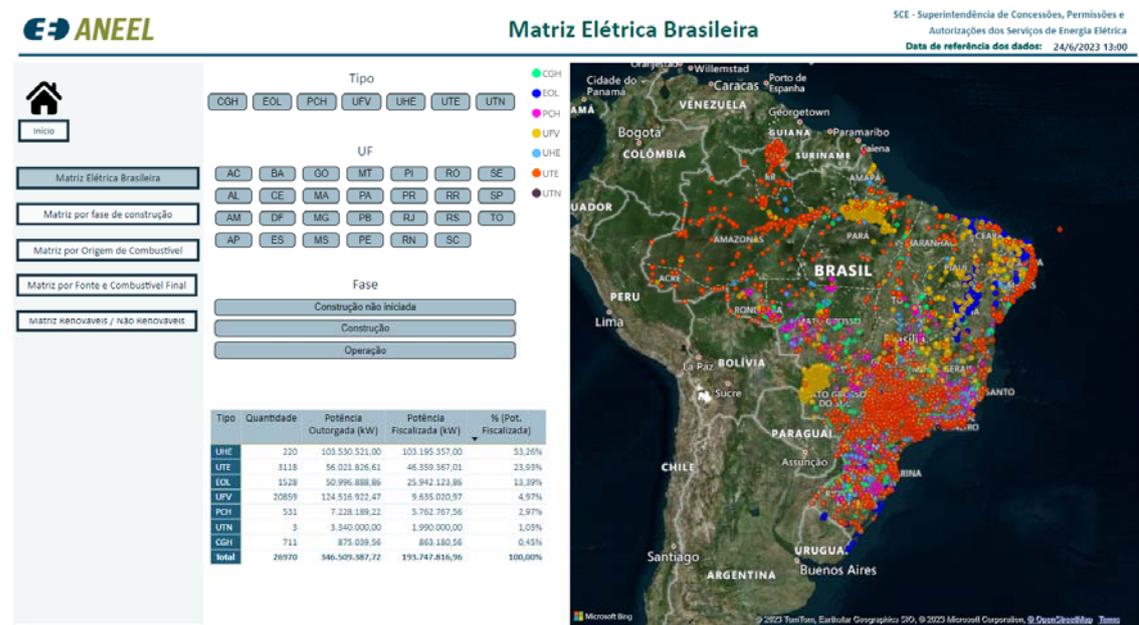


Fonte: retirado de [7]

Com o cenário atual de composição da comercialização do país, é possível perceber uma procura maior pelo ACL devido aos preços mais competitivos para o consumidor, entretanto, dentro deste ambiente de negociação, é importante destacar que os geradores também são agentes do sistema e precisam buscar maneiras de rentabilizar de maneira eficiente sua geração. No Brasil, há uma busca pelo aumento da parcela de fontes renováveis que compõem a matriz do sistema, e são criados programas como o Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica (PROINFA) [8] com essa finalidade, tendo seus custos rateados por todos os consumidores do sistema.

Os geradores podem ser classificados como geradores de energia incentivada (proveniente de fontes renováveis e que receberão incentivos a fazer adesão ao mercado, como solar, eólica, PCH's) e convencional (fontes mais consolidadas na matriz como grandes hidrelétricas), a diferença na sua comercialização irá impactar diretamente no preço da sua energia comercializada e conseqüentemente no seu retorno financeiro ao longo do tempo. A figura 4 demonstra a atual composição da matriz elétrica do sistema elétrico brasileiro.

Figura 4 - Matriz elétrica Brasileira por fonte



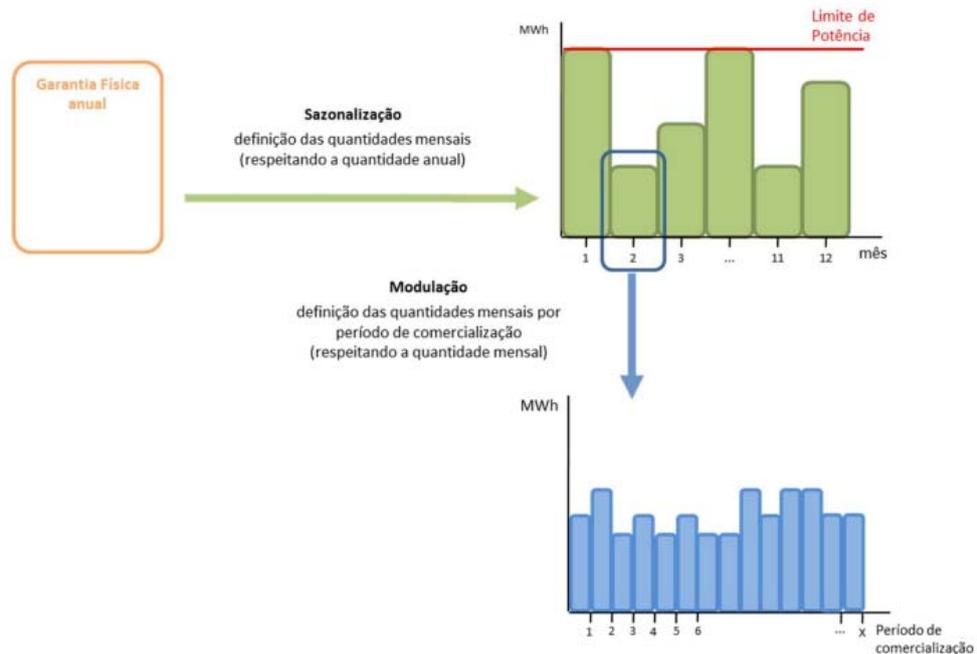
Fonte: retirado de [7]

A comercialização de energia no ACR e ACL, fiscalizados principalmente pela CCEE, tem uma grande importância nos retornos financeiros aos agentes participantes do SIN, de modo que todos respeitem as regras de comercialização e gere um mercado dinâmico e que atenda a todos os agentes.

2.2 Garantia Física

Segundo [11], é definido garantia física como a quantidade máxima de energia elétrica associada a um empreendimento, incluindo importações, que poderá ser utilizada como comprovação de atendimento a carga ou comercialização por meio de contratos. O cálculo da garantia física de uma usina, seja ela hidráulica ou não, é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), que utiliza a Empresa de Pesquisa Energética como executor dos cálculos. De maneira geral, a garantia física representara a capacidade máxima que uma usina possui de realizar contratos de energia, ou seja, não é possível ter contratos de vendas de energia acima da sua garantia física. Como citado anteriormente, as usinas brasileiras estão sob ordem de despacho do ONS, de modo que a quantidade de energia que o empreendimento se compromete a entregar por meio dos contratos, não necessariamente será igual a energia física que chegará aos consumidores ou distribuidoras receberá [12]. A figura 5 mostra de maneira resumida o processo por trás da modulação e sazonalização da garantia física dos geradores de energia.

Figura 5 - Sazonalização e Modulação de Garantia física



Fonte: retirado de [12]

A metodologia para cálculo da garantia física de novos empreendimentos pode ser encontrada na Portaria Nº 101, De 22 De Março De 2016 e seus montantes serão gerados conforme equações do decreto, com ressalva aos casos que se enquadrem em atos legais que geram sua garantia física a partir de dados de geração. Dessa forma, dentro do contexto da comercialização e contabilização de energia, são os ajustes que as garantias físicas recebem durante o período de análise.

No âmbito da comercialização de energia, a garantia física modulada de uma usina participante do MRE é calculada pela EPE e publicada pelo MME, porém esta garantia física (GF) só considera as perdas internas que o gerador sofre e é ajustada apenas pelo fator de perdas da Rede Básica.

$$MGFIS_{p,m} = QM_{GF_{p,m}} * F_{PDI_{GF_{p,f-1}}} \quad (2.1)$$

Onde $MGFIS_{p,m}$ é a garantia física ajustada pelas perdas, $QM_{GF_{p,m}}$ a quantidade de garantia física sazonalizada para o mês de referência e $F_{PDI_{GF_{p,f-1}}}$, o fator de ajuste em função das perdas internas médias. O Mecanismo de Redução

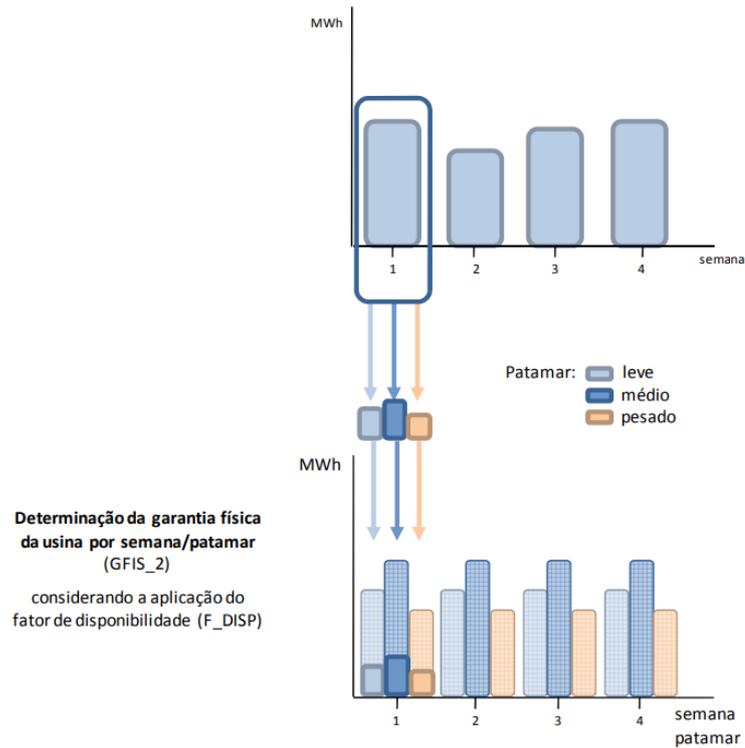
de Garantia Física (MRGF) ajusta o valor de garantia física pelo Fator de Rateio de Perdas de Geração associados a cada usina e conforme Fatores de Disponibilidade, formando assim a $GFIS_RB_{p,j}$.

$$GFIS_RB_{p,j} = GFIS_1_{p,j} * UXP_GLF_{p,j} \quad (2.2)$$

Onde $UXP_GLF_{p,j}$ representa o fator de perdas de geração associados a uma usina por período de comercialização e $GFIS_1_{p,j}$ representa a garantia física de uma usina participante do MRE no período de comercialização. Em seguida, o mecanismo de redução de Garantia Física (MRGF) verifica se a usina cumpriu ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos e gera o fator $F_DISP_{p,m}$ para aplicar ou não redução na GF na usina por patamar de carga. A figura 6 resume o efeito dos ajustes da garantia física para participantes do MRE. Em termos de contabilização, o impacto que os ajustes terão a termos financeiros, podem ser relevantes, pois uma diminuição brusca na sua garantia física, significa diretamente uma menor capacidade de comercialização e, por consequência, ser geradas grandes diferenças entre os contratos de vendas firmados com sua geração.

$$GFIS_2_{p,w,r} = \sum_{j \in RW} GFIS_RB_{p,j} * F_DISP_{p,m} \quad (2.3)$$

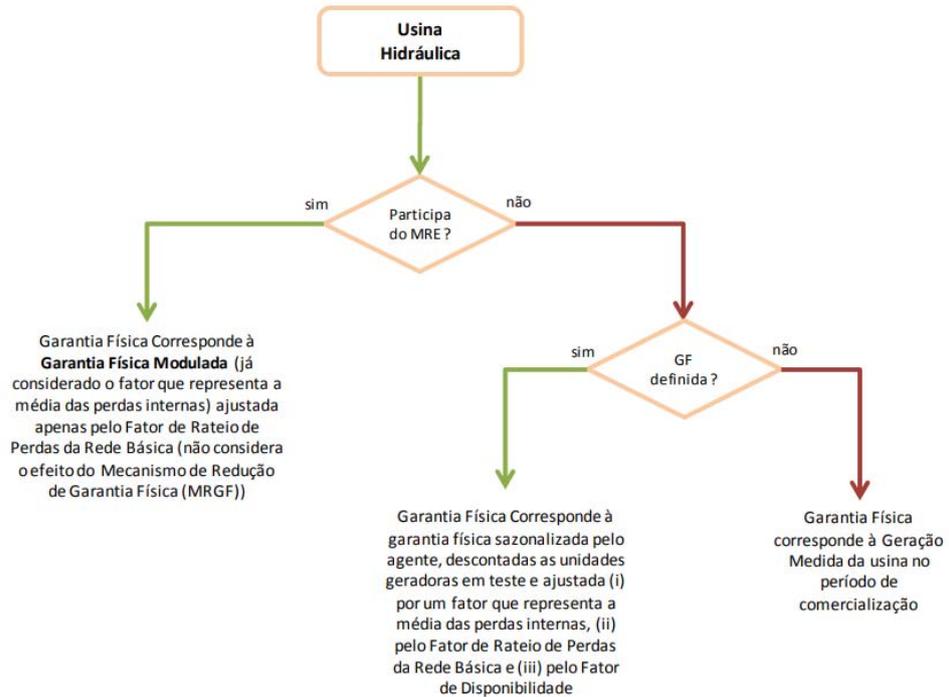
Figura 6 - Determinação da garantia física da usina por patamar de carga



Fonte: retirado de [12]

Na figura 7 é possível verificar, de maneira resumida, o fluxograma da determinação da GF de usinas no âmbito da comercialização. É importante ressaltar que, as hidrelétricas passam por revisões ordinárias a cada cinco anos, publicadas pela EPE através de notas técnicas, das suas garantias físicas ou antes disso em casos excepcionais. No entanto, pelas regras do setor, elas possuem direito de preservar sua garantia física durante o período de concessão, mas sujeitas a reduções de 5% a cada revisão e no máximo 10% no prazo de outorga [4]. .

Figura 7 - Fluxograma de determinação da garantia física



Fonte: retirado de [12]

2.3 Mecanismo de Realocação de Energia

O Brasil é um país de dimensões continentais, diferentes características climáticas e hidrológicas nas suas regiões, e com sua matriz energética majoritariamente hídrica. Dessa forma, a operação do sistema elétrico brasileiro tem como grande pilar o despacho das gerações hidráulicas e essas, por muitas vezes, se encontram em cascatas. O despacho das gerações, leva sempre em consideração o Custo Marginal de Operação mais baixo possível, já considerando usinas que, por exemplo, operam de maneira inflexível, e funciona de maneira centralizada, de modo que a geração de uma usina pode ser prejudicada por um momento em que há necessidade de aumentar o armazenamento ou verter vazão turbinável [9].

Dentro desse contexto, surgiu no Brasil o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por meio da Lei nº 6.648/1988 e regulamentado pelo decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1988, que tem como principal objetivo compartilhar entre seus participantes os riscos financeiros ligados a comercialização de energia e que sofrem impactos pelo modo centralizado e otimizado de operação do ONS [4], e assim, tornar os

empreendimentos hidrelétricos mais rentáveis, atrativos e com receitas mais previsíveis.

Tendo o exposto acima, pode-se dizer que na operação das usinas do país, não necessariamente há geração do máximo potencial de maneira individual, e conseqüentemente, no acumulado global, os montantes de energia gerados podem ser inferiores ao valor de potencial máximo. O Mecanismo, portanto, acaba fazendo o balanço energético nos processos de contabilização, de modo que todas as usinas recebam seus níveis de garantia física, independente da sua geração no mês, realocando a energia excedente dos que geram acima da sua expectativa com os que geraram abaixo. O Fluxo do MRE é visto na figura 8, que retrata de maneira resumida, como se dá as contabilizações para os participantes do MRE. É visto que após a medição mensal ser realizada, ajustadas com as perdas técnicas aplicadas e os dados de garantia física também ajustados serem consolidados mensalmente, estes dois servirão como base para o balanço MRE em três frentes diferentes: Tratamento de exposições, vindas do mercado de curto prazo e diferenças de preços, balanço energético e os respectivos débitos e créditos gerados pelo mecanismo.

Figura 8 - Resumo Operação MRE



Fonte: retirado de [9]

A CCEE regula as operações contábeis do MRE através dos Procedimentos de Comercialização (PDC), em que estes, contêm todas as regras e cálculos ao qual as usinas participantes do MRE estão sujeitas. Abaixo, serão citados os principais procedimentos da operação contábil do mecanismo contidos nas regras de comercialização disponibilizados pela CCEE [9].

- Energia Secundária

As usinas participantes do mecanismo podem ou não ter direito a energia secundária, que de maneira resumida, pode ser definida como a energia que excede a garantia física total somada do MRE, definida por semana e patamar de carga. Dessa forma, a apuração será feita conforme as equações (4) e (5).

$$GFIS_MRE_TOTAL_{r,w} = \sum_{p \in MRE} GFIS_{p,r,w} \quad (2.4)$$

$$GMRE_TOTAL_{r,w} = \sum_{j \in RW} GMRE_j \quad (2.5)$$

Onde $GFIS_MRE_TOTAL$ representa o somatório da garantia física de todas as usinas participantes moduladas pelo fator de disponibilidade “p”, no patamar de carga “r” e semana “w” e $GMRE_TOTAL$ corresponde a soma da geração de todas as usinas participantes no período de comercialização “j”. Com essas duas parcelas, é possível calcular o ajuste do mecanismo, que gerará a informação de quanto as usinas participantes do MRE têm disponível de energia secundária, a equação (6) destaca como é realizado o cálculo do ajuste MRE.

$$AJUSTE_MRE_{r,w} = \frac{GMRE_TOTAL_{r,w}}{GFIS_MRE_TOTAL_{r,w}} \quad (2.6)$$

Caso o resultado seja superior a um, indicará o quanto cada usina receberá de energia proporcional a sua garantia física, e sendo inferior, o direito a energia secundária será zerada, logo, se:

$$AJUSTE_MRE_{r,w} > 1 \quad (2.7)$$

$$SEC_MRE_{r,w} = GMRE_TOTAL_{r,w} - GFIS_MRE_TOTAL_{r,w} \quad (2.8)$$

$$DSEC_{P_{p,r,w}} = SEC_{MRE_{r,w}} * \frac{GFIS_{p,r,w}}{GFIS_{MRE_TOTAL_{r,w}}} \quad (2.9)$$

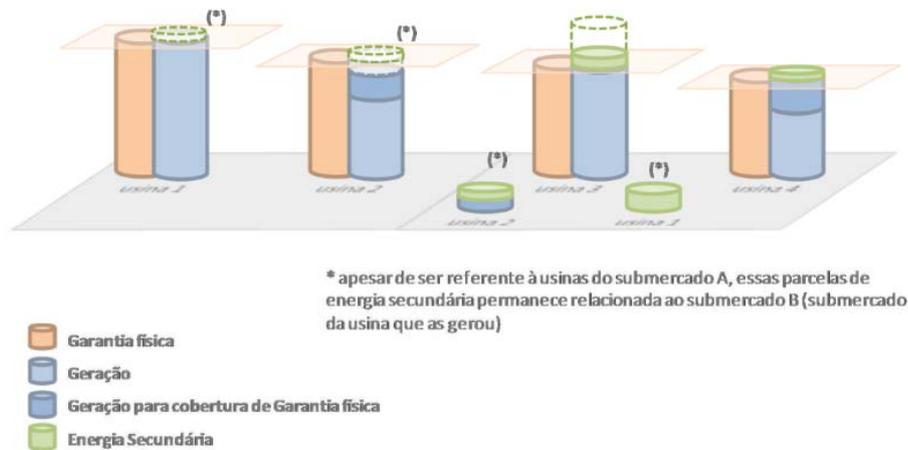
Em que $SEC_{MRE_{r,w}}$ representa o total de energia secundária disponível para todo o MRE e $DSEC_{P_{p,r,w}}$ representa a parcela, de maneira individual, da quantidade de energia secundária que uma usina receberá, proporcionalmente a sua garantia física $GFIS_{p,r,w}$ disponível nas condições de patamar de carga e semana de operação. As sobras e déficits das usinas participantes do MRE é calculada pela diferença entre sua geração e a sua garantia física modulada e ajustada para o MRE.

Quando feito a apuração das sobras e déficits, é observada a necessidade das coberturas da garantia física por submercado, em que será apurado o balanço energético, de maneira a gerar os valores em que cada um terá disponível de excedentes ou déficits que serão ou não importados de outros submercados. Prioritariamente, quando uma usina possui uma geração deficitária, essa deverá receber energia do seu próprio submercado, caso a quantidade de energia excedente disponível naquele submercado seja suficiente para atender a parcela deficitária dele, em caso contrário, a diferença restante será importada de outros submercados.

O fluxo final e balanço do MRE, é formado pelo somatório de todas as usinas participantes do mecanismo. Por fim, ao ser feito todo o balanço, as compensações do MRE são feitas baseadas nas conclusões se a usina exportou (recebe ganhos financeiros) ou importou energia do mecanismo (paga ao sistema pela energia), e esse montante é valorada a Tarifa de Energia de Otimização (TEO). A figura 9 representa de maneira ilustrativa a alocação de energia secundária para os participantes do MRE e a figura 10 o fluxo de processos a serem realizados para apuração do direito a energia secundária.

$$RECEBIMENTO_{MRE_{r,w}} = ENTREGA_{MRE_{p,r,w}} * TEO_{p,m} \quad (2.10)$$

Figura 9 - Representação MRE simplificada



Fonte: retirado de [9]

Figura 10 - Fluxograma Energia Secundária



Fonte: adaptado de [9]

É importante citar que, o PLD atualmente é apurado de maneira horária nos quatro submercados do país, dessa forma, a exportação de energia está sujeita a diferença de preços do PLD consolidados ao final do mês, o que pode acarretar um ônus financeiro maior as usinas. Todavia, a Aneel através da Resolução normativa nº 1.034 de julho de 2022 prevê alívio a essas exposições, caso a usina deseje sazonalizar sua garantia física para fins de MRE pela própria curva do MRE, que representa curva equivalente a média dos últimos 60 meses de geração do mecanismo, esta terá direito

ao alívio e será valorado apenas a TEO. Esta mesma resolução limita os agentes que desejam sazonalizar a curva do MRE a limites inferiores de 80% da média e 120% acima e que a partir de 2027, todos os participantes do MRE só poderão escolher fazer sua sazonalização de garantia física para fins de lastro, e a adesão ao MRE implicará de maneira compulsória a sazonalização para fins de MRE a própria curva média.

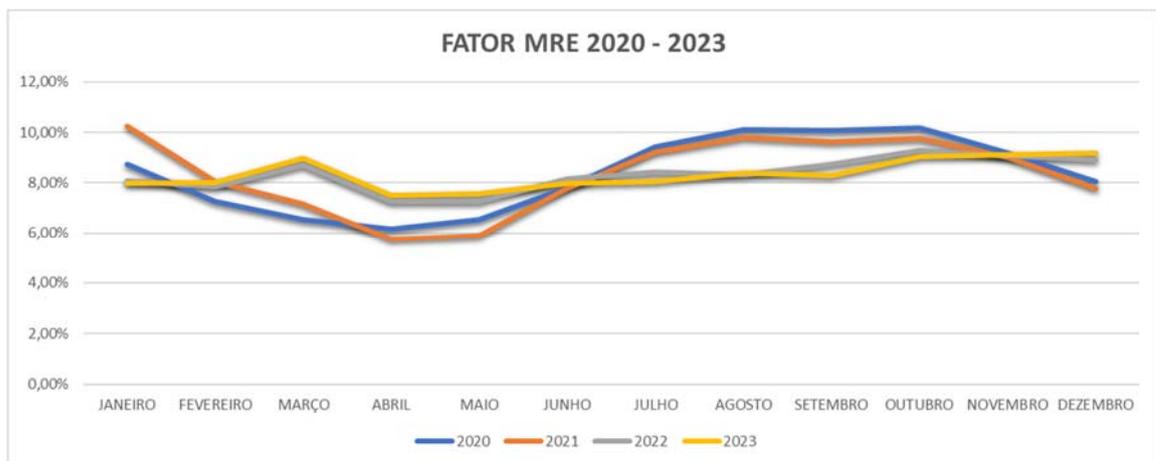
2.4 Sazonalização da Garantia Física e seus objetivos

Anualmente, a CCEE convoca os agentes geradores e participantes do MRE a declarar a sua sazonalização da garantia física, que de maneira geral, pode ser definido como a alocação mensal em MWh da garantia física definida para tal. Essa informação será utilizada para realização do balanço financeiro de todo agente ao final de cada mês civil [13]. Para agentes participantes do mecanismo de realocação de energia, a CCEE exige que sejam feitas duas sazonalizações:

- Para fins de Lastro: que representará a quantidade de energia que o gerador poderá comercializar ao longo dos meses do ano, e servirá como base para impactos no Mercado de Curto Prazo (MCP). Por ser um montante anual, a GF pode ser dividida (sazonalizada) para cada mês do ano, sendo necessário o agente declará-la. Uma declaração de sazonalização está diretamente ligada aos ganhos financeiros e/ou mitigação de riscos para o agente e quando não informada, o agente tem sua sazonalização feita de forma “Flat” ao longo dos meses, ou seja, sua garantia física é dividida de maneira proporcional ao número de horas dos 12 meses. Dessa forma, a declaração da sazonalização eficiente para fins de lastro deve levar em consideração o tipo de fonte, ao perfil de geração da usina, perdas e projeções futuras de hidrologia, recursos energéticos e preços de mercado.
- Para fins de MRE: Usinas participantes do MRE devem declarar sua curva de sazonalização que impactará exclusivamente no fluxo de energia do MRE, ou seja, se a usina irá receber ou doar energia ao sistema. De maneira geral, se a geração da usina estiver abaixo da sua curva declarada do MRE, ela recebe

energia do sistema afim de honrar seu valor de GF, caso sua geração seja superior a curva, ela deverá repassar o excedente ao sistema. O período em que é informado a discretização MRE é o mesmo da de lastro, porém com regras e limites diferentes. Para fins de MRE, até 2026 o agente pode declarar sua curva sazonalizada com limites inferiores e superiores definidos em relação ao perfil de geração do MRE (80% a 120%). A partir de 2027, todo agente participante do mecanismo, será sazonalizado de maneira compulsória, para fins de MRE, seguindo a média dos últimos 60 meses de geração das usinas participantes do mecanismo [14]. A figura 11 ilustra como ficariam as curvas de garantia física sazonalizadas para fins de MRE caso o agente utiliza-se os fatores MRE nos anos de 2020 a 2023.

Figura 11 - Shape das curvas com os fatores MRE



Fonte: o autor

2.5 Generation Scaling Factor

O *Generation Scaling Factor* (GSF) é uma métrica muito importante para os agentes participantes do MRE, pois é a partir dele que será determinado se o gerador deverá ser ressarcido ou doar energia ao sistema, de maneira individual, e de maneira coletiva, se terá direito ou não a energia secundária. Devido ao modelo de despacho centralizado do ONS, as usinas do sistema, por muitas vezes, não geram todo o montante que são capazes, por questões de operação ou climáticas. O GSF é uma

métrica que irá determinar qual percentual da geração de uma usina em relação a sua garantia física e é calculado de acordo com a equação (11).

$$GSF = \frac{TOTAL\ ENERGIA\ PRODUZIDA}{GARANTIA\ FÍSICA} \quad (2.11)$$

Dessa forma, é possível mensurar, quanto uma usina deverá receber ou doar energia. Mensalmente, esse valor é consolidado pela CCEE e consegue determinar várias dinâmicas do mercado de energia. Quando se tem um GSF do MRE baixo, significa que de maneira geral, o sistema está com gerações muito baixas, consequentemente, isso fará com que mais térmicas sejam acionadas, será necessário, a termos contábeis, buscar energia para suprir as gerações deficitárias no mercado de curto prazo e se permanecer em valores baixos por maiores períodos, terá influência no preço do PLD futuro. Além disso, o GSF também é parâmetro para acionamento das bandeiras tarifárias, presentes nas contas de energia dos consumidores cativos.

De maneira geral, o GSF pode ser considerado um balizador para o mecanismo de realocação de energia e um índice de verificação a respeito do comportamento das gerações do país.

2.6 Softwares NEWAVE e DECOMP

Para a aplicação das estratégias de sazonalização, são necessárias premissas de formação de preços futuros do mercado de energia, pois o retorno financeiro será consequência das escolhas dos montantes totais anuais da sua garantia física distribuído de maneira mensal. Dessa forma, é preciso projetar cenários do comportamento da matriz hidrotérmica das fontes de geração do país. O preço de liquidação das diferenças é baseado nas condições hidrológicas, energia armazenada, previsão de demanda de energia, custo de combustíveis, entrada de novos projetos, disponibilidade de gerações e transmissão. Todos esses fatores, serão levados em consideração na hora de utilizar os modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL, que buscarão entregar o ponto ótimo de operação, junto

com os intercâmbios de energia com o menor custo marginal de operação, que será sempre a premissa base de operação do ONS.

A cadeia de modelos de formação de preço atualmente é composta pelos *softwares* NEWAVE, DECOMP e DESSEM. O NEWAVE possui horizonte de operação de 5 anos e utiliza uma representação aproximada do sistema, agrupando as usinas hidroelétricas em reservatórios equivalentes. A formulação matemática e o algoritmo de solução do modelo podem ser descritos por [17]. A decisão sobre quando utilizar os estoques de energia está ligado a incertezas de afluições futuras, níveis de armazenamento e tendências hidrológica futura do sistema. De maneira geral, o algoritmo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE), que utiliza as incertezas construídos sinteticamente através de um modelo autorregressivo periódico e amostragem seletiva – GEVAZP [17].

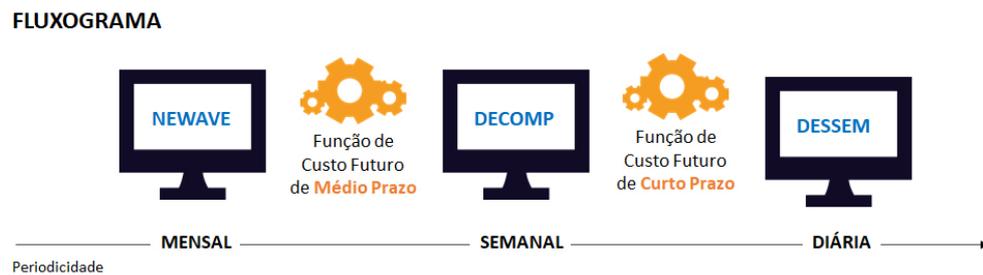
Além de ser empregado na definição de estratégias corporativas de empresas e agentes, o modelo NEWAVE é utilizado nas seguintes atividades oficiais do Setor Elétrico Brasileiro: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE); Programa Mensal de Operação (PMO) e Plano da Operação Energética (PEN); Comercialização – Cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD); definição e cálculo da Garantia Física e da Energia Assegurada de Empreendimentos de Geração; e elaboração de diretrizes para os Leilões de Energia.

Diferente do modelo de longo prazo, o DECOMP possui horizonte de 2 meses com discretização semanal e tem sua estrutura com aproveitamentos hidráulicos representados de maneira individual. Define a alocação ótima de recursos hídricos e térmicos para todas as semanas do primeiro mês e para o restante dos meses do período de planejamento minimizando o custo total esperado de operação. De maneira geral, o DECOMP discretiza a operação do sistema em semanas, ou seja, no horizonte de curto prazo [18].

Por fim, o modelo DESSEM implementado em janeiro de 2020 possui uma granularidade ainda maior, com horizonte de 7 dias divididos em períodos horários (CCEE) ou semi-horários (ONS). No trabalho em questão não utilizamos o modelo DESSEM devido a seu elevado grau de detalhe e horizonte muito pequeno para finalidade de sazonalização de Garantia Física. A figura 12 abaixo ilustra o fluxograma de execução dos modelos [18].

O modelo NEWAVE compõe a Função de Custo Futuro, que consiste no estabelecimento de valores da água para cada subsistema associado aos estados de armazenamento, para cada um dos cenários hidrológicos percorridos pelo modelo, a partir dela, o DECOMP traça metas de geração para cada usina, de forma individualizada.

Figura 12 - Fluxo cadeia de modelos CEPEL



Fonte: retirado de [19]

Com os modelos descritos, é possível simular cenários hidrológicos projetados de acordo com premissas personalizáveis. O CEPEL disponibiliza para download as plataformas em que é possível realizar simulações dos dois modelos citados. É importante destacar que tal plataforma, é obtida através de licenças pagas.

3 METODOLOGIA

No momento da tomada de decisão, o agente gerador pode levar em consideração diversos fatores na hora de informar os valores sazonalizados a CCEE. Neste capítulo, será descrito como se deu a escolha das estratégias adotadas para realizar os cenários de contabilização simulados, assim como as premissas para formar as previsões de geração e preços futuros.

3.1 Sazonalização da Garantia Física e premissas de formação de preço

A declaração da garantia física sazonalizada ainda é uma decisão muito estocástica e aleatória, visto que o mercado de energia brasileiro, como um todo, ainda carece de muitas incertezas e dependência hídrica. Dessa forma, ao longo deste trabalho, foram criadas sete estratégias, baseadas em premissas de vazões, carga, geração e armazenamento próprias. A finalidade de utilizar tais fatores, é de conseguir através de uma previsão de geração futura, fazer com que seja alocado mais garantia física em um PLD maior, apesar de no ano anterior o gerador não ter acesso ao PLD que será consolidado no ano de comercialização, com as metodologias descritas, será criado o perfil de sazonalização baseado em GSF projetados e gerações médias da própria usina. As escolhas de alocação mensal serão feitas para uma Usina Hidrelétrica, participante do MRE, localizada no estado do Rio Grande do Sul, com 199.903,20 MWh de Garantia Física visando um melhor desempenho em relação a não declaração.

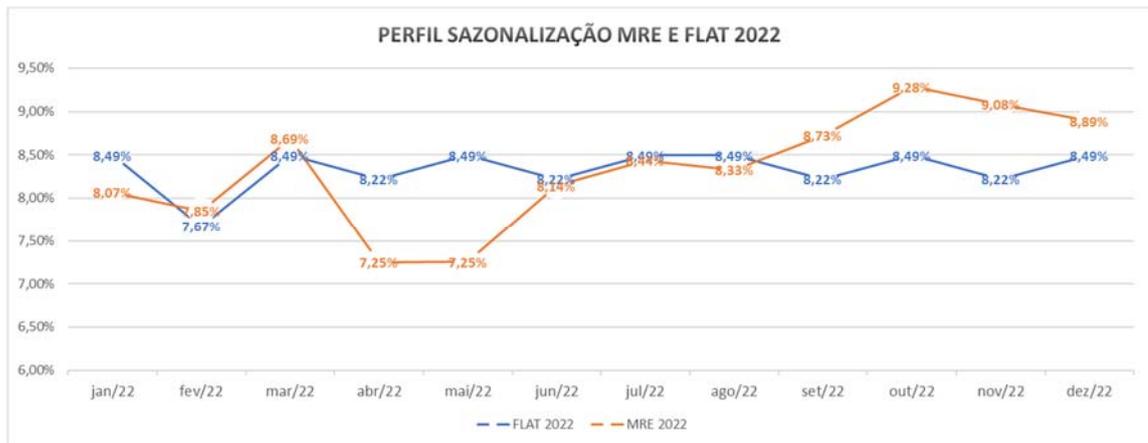
As figuras 13 e 14 mostram o *shape* das curvas para geradores que não declararam sua GF para os anos de 2021 e 2022.

Figura 13 - Percentual de sazonalização pelos fatores MRE e FLAT 2021



Fonte: O autor

Figura 14 - Percentual de sazonalização pelos fatores MRE e FLAT 2022



Fonte: O autor

A decisão dos empreendedores na hora de declarar sua estratégia de sazonalização para fins de Lastro, deve estar pautada em premissas de formação de preço para o ano subsequente a declaração, visto que a CCEE convoca todos os agentes a declararem sua Garantia Física mensal em dezembro do ano anterior de comercialização. Em parceria com a equipe de *Middle office* da comercializadora de energia KROMA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA, foram simulados diferentes cenários para previsão de preços de PLD do ano de 2021, considerando premissas de armazenamento, afluências e carga no segundo semestre de 2020, e gerados três cenários de formação de preços.

A ENA (Energia Natural Afluyente) é o *input* dos modelos que mais impactam na formação de preço, cerca de 50% [20] e por isso os cenários de preços simulados são resultantes de variações dessa premissa. A fim de não inserir premissas subjetivas foi utilizado um percentual da média de longo termo (MLT), que é a média das vazões naturais médias, correspondentes a um mesmo período, verificadas durante a série histórica de observações para cada usina simulada. Os cenários foram executados de maneira encadeada, ou seja, as saídas do primeiro mês de simulação de cada cenário proposto foram utilizadas como entrada do segundo mês, do segundo mês para o terceiro em diante.

- Cenário Otimista: ENA de 100% da MLT para todas as usinas do SIN.
- Cenário Mediano: ENA de 80% da MLT para todas as usinas do SIN.
- Cenário Pessimista: ENA de 60% da MLT para todas as usinas do SIN.

De maneira similar, para o ano de 2022, foram considerado simulações com premissas para o segundo semestre de 2021 e gerados os mesmos três cenários possíveis de preço, a partir dos inputs de ENA para o período, formando as previsões de PLD para 2022.

Apesar de o presente trabalho ser escrito no ano de 2023, a finalidade de adotar premissas passadas, é simular o processo de tomada de decisão para o agente gerador no momento de declarar sua estratégia e os insumos que ele possuía no momento. Com os modelos NEWAVE e DECOMP, é possível obter as garantias físicas e gerações das usinas sujeitas ao despacho centralizado, que são obrigadas a participar do MRE. As estratégias de sazonalização descritas no próximo tópico, estarão diretamente ligadas as saídas obtidas com os modelos de simulação e servirão de base para análise do impacto financeiro dos agentes participantes do MRE.

3.2 Estratégias de Sazonalização

Como citado anteriormente, a CCEE convoca os agentes geradores participantes do MRE a declararem suas curvas de sazonalização para fins de lastro e MRE, onde estas irão impactar diretamente sobre o resultado financeiro obtido pelo

empreendedor. A figura 15 ilustra o processo de discretização mensal realizada pelos agentes no âmbito da comercialização.

Figura 15 - Discretização mensal da garantia física para agentes geradores da CCEE



Fonte: retirado de [12]

De maneira geral, para um gerador, é intuitivo querer alocar o máximo de GF nos meses em que se tem um PLD de maior valor, pois o retorno financeiro aumentará, porém, com os impactos do MCP e do MRE ao final de cada mês, além das incertezas na previsão do preço que será consolidado no ano subsequente, a escolha por como sazonalizar sua Garantia Física, deve ser feita com base em premissas sólidas.

Ao longo deste trabalho, serão utilizados cenários baseados em premissas, previsões e históricos de dados existentes até o mês de dezembro de 2020 para os resultados com referência ao ano de 2021, e dados até dezembro de 2021 para resultados consolidados no ano de 2022. De maneira geral, pelo período seco e úmido bem definidos no país, há uma tendência de maior alocação de GF nos meses de seca, por gerar um preço de PLD maior, em especial, esses dois anos tiveram perfis de preços muito distintos, muito motivados pelas secas nos reservatórios mais extremas e o cenário de estabilidade e boas chuvas do SIN, tal dualidade pode ser vista na figura 16, que retrata os valores de PLD's consolidados para os 2 anos. Enquanto em 2021 houve grandes variações no preço, chegando até ter o seu valor teto alcançado (R\$ 583,88), praticamente todo o ano de 2022 foi formado por um PLD no piso, ou seja, seus valores no mínimo possível.

Figura 16 - Variações nos preços do PLD para os anos de análise



Fonte: o autor

Dessa forma, foram selecionadas 3 estratégias para sazonalização de garantia física para a usina hidrelétrica localizada no estado do Rio Grande do Sul, baseada nas premissas simuladas. Cada estratégia será aplicada para os 2 anos, considerando que a curva para fins de MRE declarada foi a própria curva de mercado e comparada com a não declaração da curva para fins de lastro [10]. Ao final, será aplicado o PLD consolidado mensalmente para os anos e observado se, mesmo nos cenários de incertezas gerados por eventos externos, caso o gerador optasse pela declaração, ainda assim teria um ganho financeiro maior em relação a não declaração de sua GF. O quadro 1 descreve como será tratado cada estratégia e seus respectivos objetivos a serem atingidos.

Quadro 1 – Estratégias de sazonalização de garantia física

ESTRATÉGIA	OBJETIVO	MRE	CENÁRIOS
Proporcional ao GSF Projetado	Alocar mais GF nos meses de maior geração do sistema	Seguir a curva do mercado (média 60 meses)	<ul style="list-style-type: none"> • Otimista • Moderado • Pessimista
Proporcional ao inverso do GSF projetado	Alocar mais GF nos meses de menor geração do sistema	Seguir a curva do mercado (média 60 meses)	<ul style="list-style-type: none"> • Otimista • Moderado • Pessimista
Proporcional a média de geração da usina	Alocar mais GF nos meses em que a usina em análise gerou mais na média	Seguir a curva do mercado (média 60 meses)	<ul style="list-style-type: none"> • único
FLAT	Não declarar curva para fins de lastro	Seguir a curva do mercado (média 60 meses)	<ul style="list-style-type: none"> • único

Fonte: o autor

3.3 Análise De Montantes

Com as estratégias descritas acima aplicadas, o próximo passo será verificar os montantes gerados que irão impactar no desempenho financeiro do agente. Para isso, será feito o balanço energético mensal, de acordo com as regras de comercialização da CCEE [21], durante o ano de referência e analisado o desempenho em relação a não declaração da curva de Lastro.

- Requisitos: Ao declarar sua garantia física sazonalizada para fins de lastro, o gerador terá como limitado o valor mensal que optou por declarar para comercializar contratos de energia. O requisito será exatamente o montante que o agente escolheu firmar de contratos de vendas de energia no mês de comercialização. Destaca-se que, para esta simulação, será considerado uma comercialização 100% da sua garantia física sazonalizada, no chamado mercado spot, ou de curto prazo, além disso, é importante citar que o agente

pode ter contratos firmados no ambiente cativo (diretamente com as distribuidoras) através de leilões regulados, ou contratos de longo ou curto prazo no ambiente livre. Por se tratar de simulações, foi considerada a venda de todo seu lastro de energia, mas a termos de contabilizações reais, é importante destacar a importância de não comprometer toda sua GF por questões de ajustes do mercado.

- Recurso: Para um gerador participante do MRE, o recurso representa o quanto de energia ele estará disponibilizando para o mês de comercialização, como o agente faz parte do mecanismo para mitigação de risco, sua declaração de sazonalização de garantia física para fins de MRE será exatamente o recurso que ele irá ter disponível a título de contabilizações de maneira mensal.
- Mercado de Curto Prazo (MCP): Mensalmente, através das medições contábeis, a CCEE apura diferença entre os volumes de Energia Verificada e Energia Contratada de cada Agente corresponde ao cálculo do balanço energético. Essa diferença será valorada ao PLD do submercado de análise no MCP. No caso dos agentes geradores participantes do MRE, os montantes para impactos no curto prazo será a diferença entre recurso e requisito, também valorada a PLD.
- Efeito da Alocação do MRE no Balanço Energético: agentes com usinas participantes do MRE podem ter sua geração consolidada reduzida em função das trocas de energia ocorridas no âmbito do MRE. O fato de a energia gerada nas usinas de um determinado agente ultrapassar o volume de garantia física modulada dessas usinas não elimina a possibilidade de eventual redução de sua Energia Verificada. Para os agentes participantes do mecanismo, a apuração mensal será dada pela diferença entre a geração verificada da usina no mês e garantia física sazonalizada pela curva do MRE, que representa a geração esperada para o mês de comercialização.

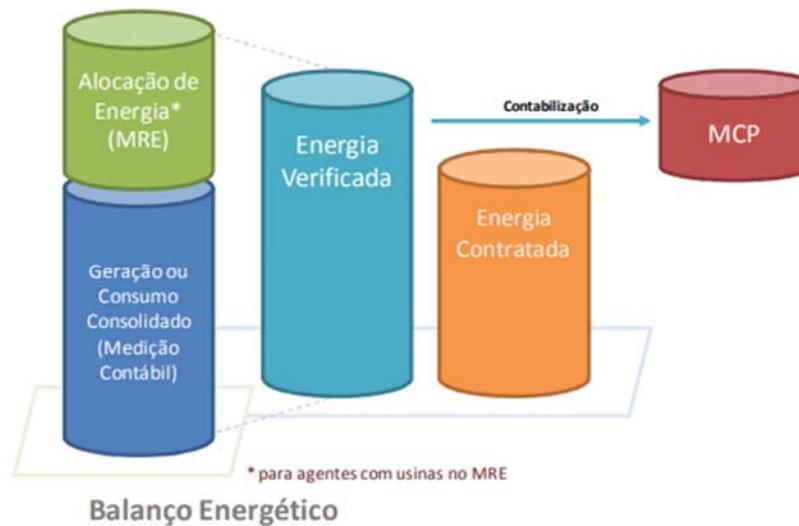
As figuras 17 e 18 representam os parâmetros levados em consideração na consolidação de resultados da contabilização realizada pela CCEE

Figura 17 - Fluxo CCEE com os parâmetros de contabilização



Fonte: retirado de [21]

Figura 18 - Balanço energético CCEE



Fonte: retirado de [21]

A equação (2.15) descreve todos os parâmetros levados em consideração na hora da contabilização do balanço energético [21].

$$NET_{a,s,j} = (TGG_{a,s,j} + MRE_{a,s,j} - TGGC_{a,s,j}) - (TRC_{a,s,j}) - (PCL_{a,s,j}) \quad (3.1)$$

Onde, $NET_{a,s,j}$ representa o resultado de montantes do balanço energético do perfil de agente “a”, no submercado “s” e período de comercialização “j”, $TGG_{a,s,j}$ é a geração do agente, $MRE_{a,s,j}$ a consolidação dos resultados MRE do perfil, $TGGC_{a,s,j}$ o consumo de geração do agente, $TRC_{a,s,j}$ o consumo total do perfil (caso exista), e por fim, $PCL_{a,s,j}$ as posições contratuais líquidas por perfil do agente, no submercado de análise e período de comercialização de estudo.

3.4 Análise Financeira

Por fim, com a análise de montantes feita, é necessário transformar o balanço energético em balanço financeiro, a fim de validar as estratégias aplicadas. A tabela 3 indica a valoração de cada parcela a ser levada em consideração de acordo com [23]. Vale destacar que para a análise financeira, será considerado um agente comercializando seu lastro de energia no mercado *spot*, ou seja, sem considerar contratos de longo prazo e com o PLD consolidado no ano de consideração. Os montantes analisados do MRE considerarão a curva declarada como sendo a curva média do mercado, e a TEO vigente para o ano de consideração. Por questões de simplificação na análise, visto que, quando disponível, a energia secundária não trará impactos financeiros relevantes, o direto a ela foi desconsiderado na análise financeira, além dos ajustes de garantia física citados anteriormente, pois estes valores são muito imprevisíveis, variando mês a mês, e estimá-los não agregaria a análise. O seguro do risco hidrológico, possui produtos bem consolidados para repactuação do risco do mercado cativo (ACR), porém, para geradores que vendem sua energia no ACL, ainda não há produtos bem formados e legislações definidas, logo, serão desconsiderados valores para este trabalho de repactuação do risco hidrológico.

Quadro 2 – Valoração das contabilizações e exposições

MONTANTE (MWh)	VALORAÇÃO
COMERCIALIZADO NO MÊS	PLD MÉDIO (R\$/MWh)
MERCADO DE CURTO PRAZO	PLD HORÁRIO (R\$/MWh)
MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA	TEO – TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO (R\$/MWh)
SEGURO DO RISCO HIDROLÓGICO	Dispensada na análise
ENERGIA SECUNDÁRIA	Dispensada na análise

Fonte: retirado de [22].

4 RESULTADOS

A metodologia descrita no capítulo anterior tem como finalidade, resumir de maneira prática, como é feita a contabilização mensal para um gerador participante do MRE e os fatores mais relevantes na hora de declarar sua sazonalização de garantia física para fins de lastro. Ao longo deste capítulo serão descritos os resultados obtidos na comercialização do lastro do gerador no mercado *spot* a partir das diferentes estratégias de declarações de sazonalização da sua garantia física.

4.1 GSF projetado baseado na saída dos modelos de formações de preço

Com a saída dos modelos computacionais, é possível realizar o cálculo do GSF projetado para os anos de simulação. O DECOMP entrega além dos preços de PLD's projetados a partir das premissas utilizadas, entrega as gerações hidráulicas brutas do sistema, nos 3 cenários previsto em MWm. A tabela 1 abaixo expõe as gerações obtidas para 2021 e 2022.

Tabela 1 - Gerações hidráulicas projetadas para os anos de análise

GERAÇÃO HIDRÁULICA BRUTA PROJETADA (MWm)						
Mês	Pessimista		Mediano		Otimista	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Janeiro	45689,0	58101,2	49641,3	57266	54323,5	57267,9
Fevereiro	50974,0	57954,0	58806,9	57808,0	60832,7	57677,0
Março	49361,5	56898,7	57618,9	56703,7	58635,1	56541,7
Abril	43691,0	55024,0	53313,7	55124,6	54010,2	55357,7
Mai	42273,5	48269,7	49711,2	48403,6	49817,8	48413,6
Junho	35280,2	43515,6	43416,2	44288,4	45083,7	44342,0
Julho	35972,9	40011,0	44534,4	42290,0	45277,8	42363,6
Agosto	32111,6	37009,1	42782,6	40472,4	43520,1	41009,0
Setembro	33732,0	38196,5	43342,8	41572,8	44126,3	41626,0
Outubro	36832,2	44576,0	45583,9	47927,4	46337,6	48056,1
Novembro	37566,7	42912,8	47373,7	47458,4	48041,8	47554,5
Dezembro	39508,6	41720,2	50663,5	50839,5	51842	51254,8

Fonte: o autor

A partir dos valores brutos, é preciso realizar considerações para refinamento desta geração e obter a geração projetada apenas do MRE, são elas:

1. Perda de Geração Hidráulica (Bruta para Conexão);
2. Geração Hídrica do NEWAVE retirando a parcela de ANDE e Consumo Interno de Itaipu;
3. Perda de Geração Hidráulica (Conexão para o Centro de Gravidade);
4. PCH do MRE considerando participação de aproximadamente 65%;
5. Perda de PCH e CGH (Conexão para Centro de Gravidade);
6. GFOM - Geração Fora Ordem Mérito

As informações de 1, 2, 3 e 5 são divulgados pela CCEE no infobandeira e foram considerados as edições [23] e [24].

As equações utilizadas seguem abaixo:

$$GH = (GH \text{ BRUTA} - CAI) * (1 - PERDAS \text{ HIDRAULICAS CONEXÃO}) * (1 - PERDAS \text{ HIDRAULICAS CENTRO DE GRAVIDADE}) \quad (4.1)$$

$$PCH \text{ MRE} = (PCH \text{ SIMULAÇÕES} * 65\%) * (1 - PERDAS \text{ PCH E CGH CONEXÃO}) \quad (4.2)$$

$$GH \text{ MRE} = PCH \text{ MRE} + GH - GFOM \quad (4.3)$$

Onde, *CAI* representa o consumo de ANDE e itaipu, *GH BRUTA* a geração que é obtida nas saídas dos modelos, *GH* a geração hidráulica do sistema, *GFOM* a geração fora de ordem de mérito, *PCH SIMULAÇÕES* as usinas consideradas nas simulações feitas e *GH MRE* a geração considerada final no estudo para os participantes do MRE.

Para realizar o cálculo do GSF projetado, é necessário obter as GF do MRE, como neste trabalho, não foi considerado projeções de garantia física para o ano de comercialização, foi considerado as GF consolidadas no ano anterior ao da análise, obtendo tais dados no próprio painel CCEE. Ao final, com os cálculos realizados foram obtidos os “GSF O”. “GSF M” e “GSF P”, que representarão os cenários de GSF otimista, mediano e pessimista respectivamente, descritos na metodologia do NEWAVE e DECOMP para os dois anos de comercialização e as tabelas 2 e 3 foram elaboradas com os percentuais obtidos de GSF, que significam se o sistema simulado iria estar com déficit ou superavit de geração esperada.

Tabela 2 - GSF projetado para 2021

Mês	GSF O	GSF M	GSF P
jan-21	99,18%	90,71%	83,56%
fev-21	114,87%	111,08%	96,45%
mar-21	113,51%	111,56%	95,76%
abr-21	103,00%	101,68%	83,49%
mai-21	92,21%	92,01%	78,29%
jun-21	79,44%	76,51%	62,22%
jul-21	74,60%	73,37%	59,20%
ago-21	69,13%	67,95%	50,87%
set-21	68,60%	67,37%	52,29%
out-21	73,41%	72,21%	58,34%
nov-21	77,94%	76,86%	61,01%
dez-21	89,50%	87,48%	68,39%

Fonte: o autor

Tabela 3 - GSF projetado para 2022

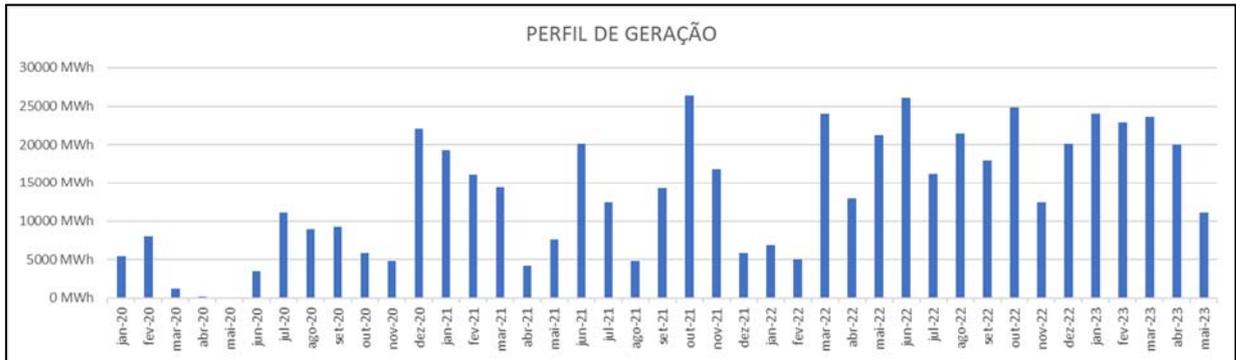
Mês	GSF O	GSF M	GSF P
jan-22	103,17%	103,17%	104,66%
fev-22	105,04%	105,28%	105,54%
mar-22	104,84%	105,14%	105,50%
abr-22	103,05%	102,62%	102,43%
mai-22	86,30%	86,28%	86,04%
jun-22	76,64%	76,55%	75,21%
jul-22	70,34%	70,21%	66,41%
ago-22	67,57%	66,68%	60,92%
set-22	67,82%	67,73%	62,17%
out-22	79,44%	79,22%	73,68%
nov-22	79,56%	79,40%	71,82%
dez-22	88,90%	88,19%	72,49%

Fonte: o autor

4.2 Dados Gerais

A usina hidrelétrica em análise possui um perfil de geração característico do submercado SUL, em que o período de maior geração, encontra-se no segundo semestre do ano, em contramão com o comportamento dos outros submercados do país, que no mesmo período, estão vivendo o período seco, ou de baixas gerações hidráulicas. A figura 19 destaca a geração hidráulica da usina em análise dos últimos anos em que é possível observar um período de maior geração no segundo semestre de todos os anos, que comprova o perfil de geração do submercado em que a usina se localiza.

Figura 19 - Perfil de geração da Usina em análise



Fonte: o autor

Neste trabalho, o estudo realizado considerou a geração dos anos de 2021 e 2022, assim como os fatores MRE, TEO e preço PLD consolidado mensalmente. Além disso, considerou-se que não houve revisões na garantia física da usina entre os dois anos. Dessa forma, foi possível montar as tabelas 4 e 5 com os dados de geração da usina e do ano de comercialização, como PLD consolidado, fatores MRE e horas por mês.

Tabela 4 – Dados gerais para o ano de 2021

Mês	Horas / Mês	Geração	Fator MRE	PLD
jan-21	744	19261,74	10,23%	R\$ 240,37
fev-21	672	16073,52	8,06%	R\$ 164,40
mar-21	744	14374,37	7,15%	R\$ 110,28
abr-21	720	4238,238	5,76%	R\$ 136,92
mai-21	744	7633,423	5,89%	R\$ 226,16
jun-21	720	20097,7	7,76%	R\$ 336,99
jul-21	744	12373,72	9,20%	R\$ 583,88
ago-21	744	4822,443	9,80%	R\$ 583,88
set-21	720	14248,57	9,62%	R\$ 577,37
out-21	744	26348,48	9,77%	R\$ 249,36
nov-21	720	16812	9,00%	R\$ 88,10
dez-21	744	5863,464	7,75%	R\$ 66,67

Fonte: o autor

Tabela 5 – Dados gerais para o ano de 2022

Mês	Horas / Mês	Geração	Fator MRE	PLD
jan-22	744	6870,096	8,07%	R\$ 62,92
fev-22	672	4992,288	7,85%	R\$ 55,70
mar-22	744	23998,46	8,69%	R\$ 55,70
abr-22	720	12921,12	7,25%	R\$ 55,70
mai-22	744	21225,58	7,25%	R\$ 55,70
jun-22	720	26076,24	8,14%	R\$ 55,71
jul-22	744	16237,06	8,44%	R\$ 66,32
ago-22	744	21488,95	8,33%	R\$ 76,90
set-22	720	17953,2	8,73%	R\$ 56,08
out-22	744	24883,08	9,28%	R\$ 55,70
nov-22	720	12423,6	9,08%	R\$ 55,70
dez-22	744	20150,5	8,89%	R\$ 55,70

Fonte: o autor

já as tabelas 6 e 7 contém a garantia física sazonalizada para fins de MRE, pelos próprios fatores MRE consolidados para o ano, discretizando de maneira mensal os montantes. Como citado anteriormente, foi considerado uma não declaração desta curva, que fará o gerador seguir a média do mercado, que equivale a média dos últimos 60 meses de geração do mecanismo.

Tabela 6 - Garantia física Sazonalizada para fins de MRE 2021

Mês	Sazonalização MRE (MWh)
jan-21	20445,63
fev-21	16109,98
mar-21	14298,23
abr-21	11520,2
mai-21	11768,02
jun-21	15510,9
jul-21	18395,21
ago-21	19590,2
set-21	19235,71
out-21	19539,71
nov-21	17990,92
dez-21	15498,49

Fonte: o autor

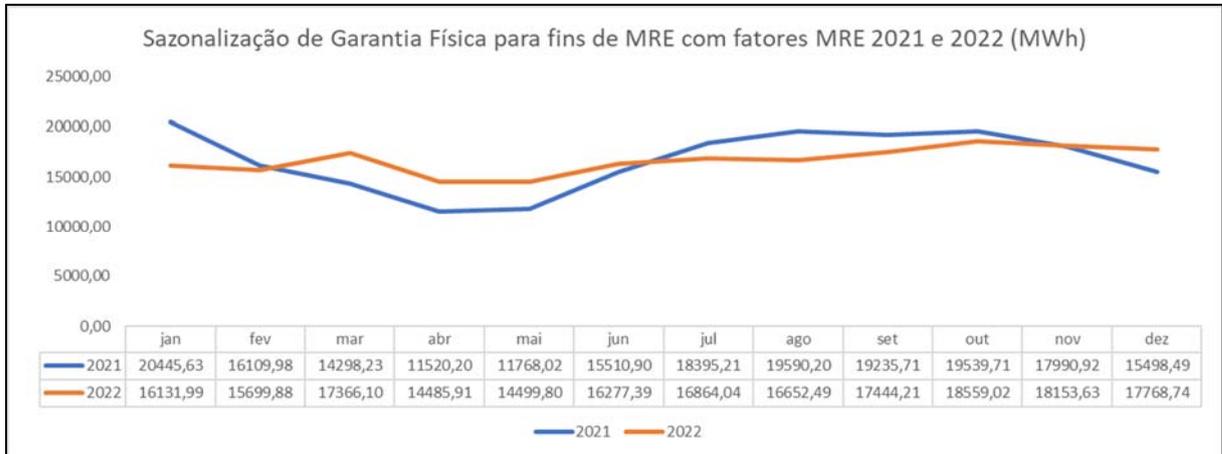
Tabela 7 - Garantia física Sazonalizada para fins de MRE 2022

Mês	Sazonalização MRE (MWh)
jan-22	16131,99
fev-22	15699,88
mar-22	17366,1
abr-22	14485,91
mai-22	14499,8
jun-22	16277,39
jul-22	16864,04
ago-22	16652,49
set-22	17444,21
out-22	18559,02
nov-22	18153,63
dez-22	17768,74

Fonte: o autor

Com a sazonalização demonstrada nas tabelas 6 e 7, é possível montar o *shape* das curvas, vista na figura 20 abaixo.

Figura 20 - Sazonalização MRE 2021 e 2022



Fonte: o autor

Com a sazonalização da garantia física para fins de MRE, é formado o RECURSO anual do gerador distribuído ao longo dos meses. Para formar o REQUISITO do agente, é preciso definir a curva para fins de lastro, e após as saídas dos modelos gerarem GSF's específicos baseados nas expectativas de geração para o sistema, foi possível montar a tabela 8 e 9 transformando o GSF das saídas do modelo, inverso do GSF e média da geração em valores percentuais mensais de todas as estratégias utilizadas para os anos de 2021 e 2022.

Tabela 8 - Percentual por estratégia 2021

Mês	Flat	GSF O	GSF M	GSF P	INV GSF O	INV GSF M	INV GSF P	Geração
jan-21	8,49%	9,40%	8,82%	9,83%	7,16%	7,64%	6,75%	11,97%
fev-21	7,67%	10,88%	10,80%	11,35%	6,18%	6,24%	5,84%	10,03%
mar-21	8,49%	10,76%	10,84%	11,27%	6,26%	6,21%	5,89%	9,14%
abr-21	8,22%	9,76%	9,88%	9,82%	6,89%	6,82%	6,75%	5,72%
mai-21	8,49%	8,74%	8,94%	9,21%	7,70%	7,53%	7,20%	5,97%
jun-21	8,22%	7,53%	7,44%	7,32%	8,94%	9,06%	9,06%	9,54%
jul-21	8,49%	7,07%	7,13%	6,97%	9,52%	9,45%	9,52%	6,28%
ago-21	8,49%	6,55%	6,61%	5,99%	10,27%	10,20%	11,08%	5,21%
set-21	8,22%	6,50%	6,55%	6,15%	10,35%	10,29%	10,78%	7,50%
out-21	8,49%	6,96%	7,02%	6,86%	9,67%	9,60%	9,66%	11,42%
nov-21	8,22%	7,39%	7,47%	7,18%	9,11%	9,02%	9,24%	9,62%
dez-21	8,49%	8,48%	8,50%	8,05%	7,93%	7,92%	8,24%	7,61%

Fonte: o autor

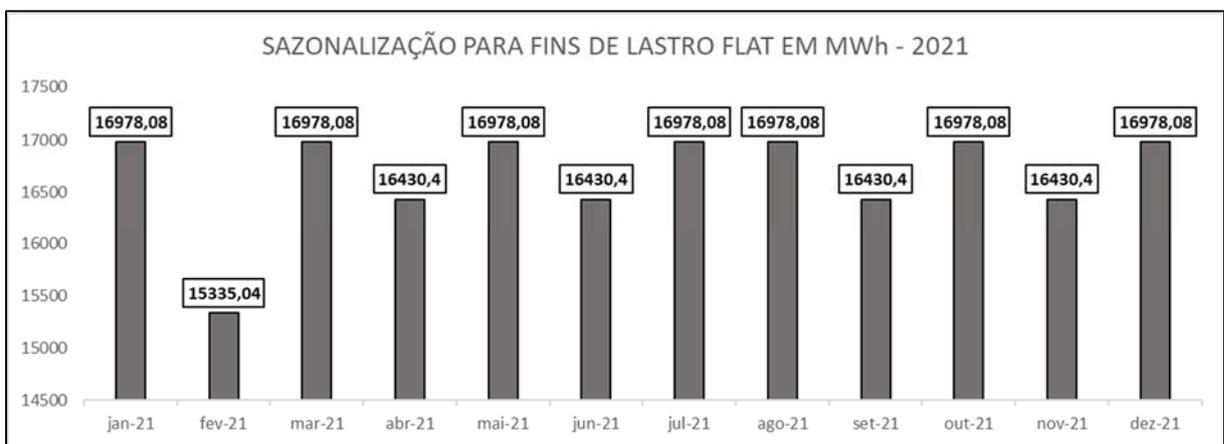
Tabela 9 - Percentual por estratégia 2022

Mês	Flat	GSF O	GSF M	GSF P	INV GSF O	INV GSF M	INV GSF P	Geração
jan-22	8,49%	9,99%	10,01%	10,60%	6,77%	6,75%	6,28%	11,97%
fev-22	7,67%	10,17%	10,22%	10,69%	6,65%	6,61%	6,23%	10,03%
mar-22	8,49%	10,15%	10,20%	10,69%	6,66%	6,62%	6,23%	9,14%
abr-22	8,22%	9,98%	9,96%	10,38%	6,77%	6,78%	6,42%	5,72%
mai-22	8,49%	8,36%	8,37%	8,72%	8,09%	8,07%	7,64%	5,97%
jun-22	8,22%	7,42%	7,43%	7,62%	9,11%	9,09%	8,74%	9,54%
jul-22	8,49%	6,81%	6,81%	6,73%	9,92%	9,91%	9,90%	6,28%
ago-22	8,49%	6,54%	6,47%	6,17%	10,33%	10,44%	10,80%	5,21%
set-22	8,22%	6,57%	6,57%	6,30%	10,29%	10,28%	10,58%	7,50%
out-22	8,49%	7,69%	7,69%	7,47%	8,79%	8,79%	8,93%	11,42%
nov-22	8,22%	7,70%	7,71%	7,28%	8,77%	8,77%	9,16%	9,62%
dez-22	8,49%	8,61%	8,56%	7,35%	7,85%	7,89%	9,07%	7,61%

Fonte: o autor

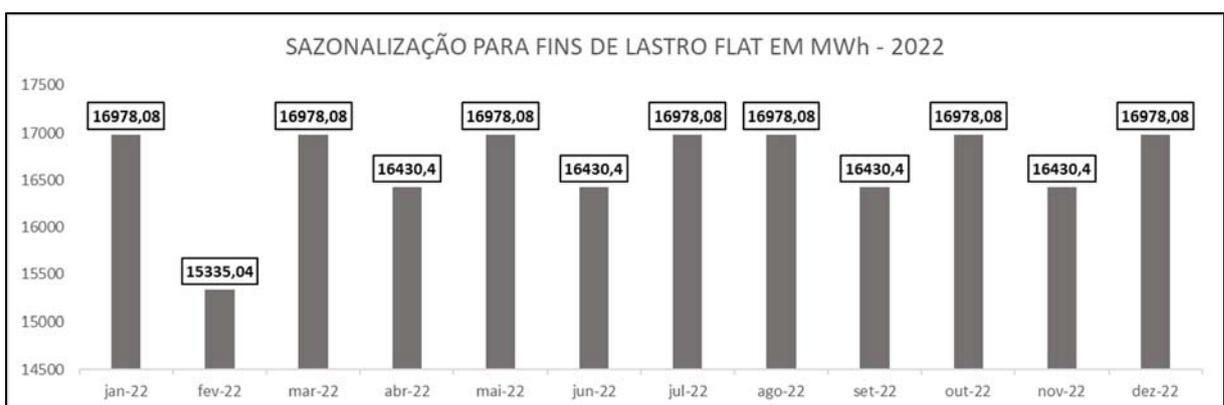
Com os percentuais de sazonalização definidos para os dois anos da análise, é possível definir o formato da curva com os montantes mensais escolhidos nas estratégias e como definido anteriormente, descrever o seu comportamento em relação a curva flat, em termos de contabilização da CCEE significa dizer que o agente não realizou sua declaração para fins de lastro. Pelos dois anos de análise conterem o mesmo número de horas, o formato da curva sazonalizada resulta na mesma. As figuras 21 e 22 mostram a distribuição de montantes de maneira mensal para a curva flat.

Figura 21 - Sazonalização Flat 2021



Fonte: o autor

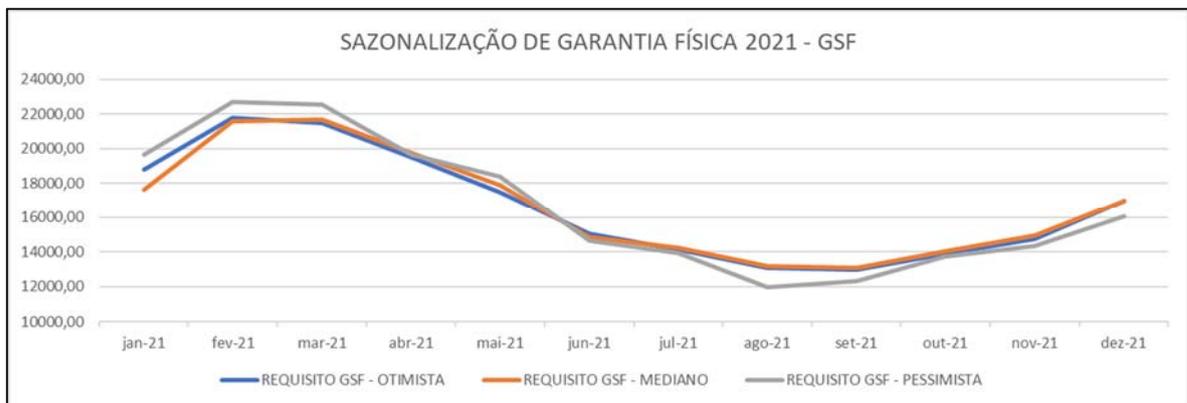
Figura 22 – Sazonalização Flat 2022



Fonte: o autor

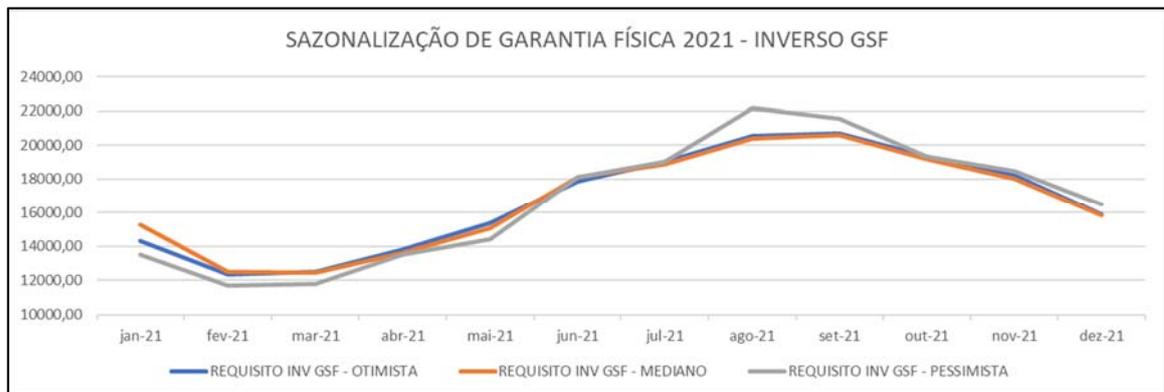
Utilizando as 3 estratégias a partir das premissas de geração hidráulica e média dos últimos 5 anos de geração, é possível criar 7 perfis distintos a partir do montante de garantia física total. As figuras 23, 24 e 25 mostram o *shape* das curvas por estratégia de 2021 e as figuras 26, 27 e 28 para 2022 com os montantes sazonalizados para fins de lastro.

Figura 23 - Estratégia proporcional ao GSF 2021



Fonte: o autor

Figura 24 - Estratégia proporcional ao inverso do GSF 2021



Fonte: o autor

É importante destacar o perfil exatamente antagônico entre as duas estratégias acima. Como o SIN tem um perfil de geração de maior geração no primeiro semestre, porém exclusivamente para o submercado sul existe um perfil inverso, as duas estratégias podem ser aplicadas de acordo com o submercado em que a usina está localizada.

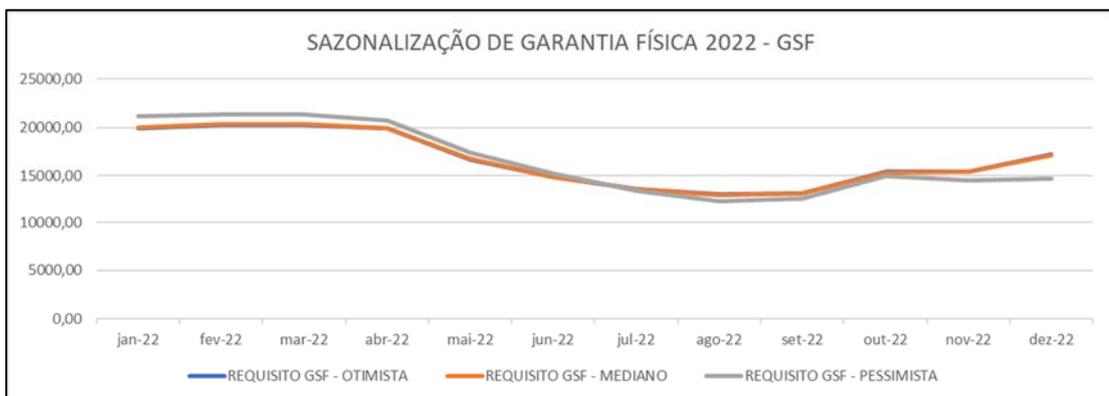
Figura 25 - Estratégia proporcional a geração 2021



Fonte: o autor

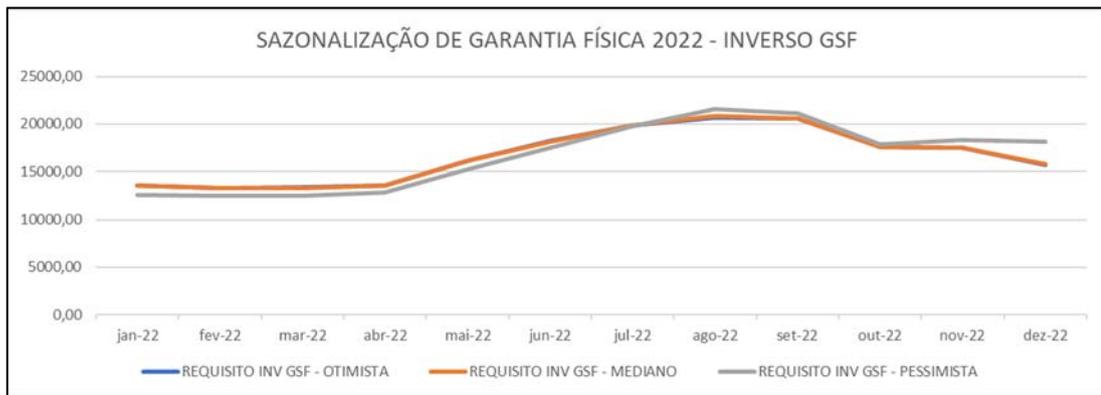
Já a estratégia proporcional a geração da usina, acaba sendo mais aleatória, porém respeita os momentos mensais em que há maior geração e aloca mais garantia física nesses meses, pois dessa forma, acabaria diminuindo as exposições de curto prazo pela diferença entre recurso e requisito.

Figura 26 - Estratégia proporcional ao GSF 2022



Fonte: o autor

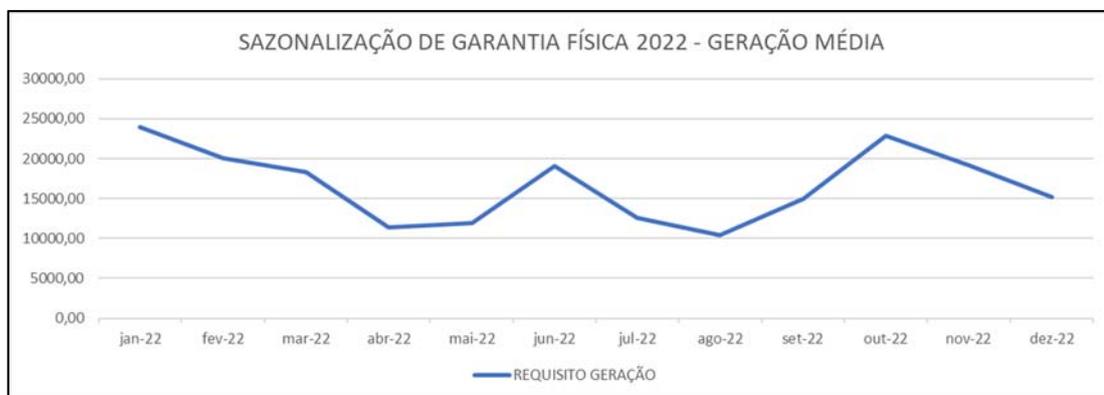
Figura 27 - Estratégia proporcional ao inverso do GSF 2022



Fonte: o autor

Como os modelos preverão preços de PLD mais estáveis, ou seja, conseqüentemente gerações menos variáveis de acordo com os parâmetros de ENA, a curva de sazonalização pelo GSF e Inverso do GSF acabam ficando mais próximas.

Figura 28 - Estratégia proporcional a geração 2022



Fonte: o autor

4.3 Balanço Financeiro

Com as curvas sazonalizadas, é realizado então o balanço financeiro do agente considerando a venda de todo seu lastro no curto prazo de todos os meses de referência. Utilizando das equações 4.4, é possível realizar os balanços por estratégia,

evidenciando, de maneira separada os 3 itens levados em consideração para a contabilização do gerador: A comercialização do lastro vendido a PLD mensal médio, balanço de recurso e requisito (MCP) liquidado a PLD e MRE, valorado a TEO. As tabelas 10, 11 e 12 expõem os resultados obtidos da venda de energia mensal no ano de 2021. Além disso, é possível destacar a discretização mensal dos valores financeiros consolidados de maneira mensal nas figuras 29, 30 e 31.

$$TOTAL\ COMERCIALIZADO = GF\ MENSAL * PLD\ MÉDIO\ MÊS \quad (4.4)$$

Tabela 10 - Resultados venda de energia 2021 estratégia Flat e proporcional a Geração

Mês	Flat	GERAÇÃO
jan-21	R\$ 4.081.021,09	R\$ 5.751.098,45
fev-21	R\$ 2.521.080,58	R\$ 3.295.059,32
mar-21	R\$ 1.872.342,66	R\$ 2.015.160,65
abr-21	R\$ 2.249.650,37	R\$ 1.564.934,29
mai-21	R\$ 3.839.762,57	R\$ 2.699.911,99
jun-21	R\$ 5.536.880,50	R\$ 6.423.520,62
jul-21	R\$ 9.913.161,35	R\$ 7.328.722,56
ago-21	R\$ 9.913.161,35	R\$ 6.083.397,95
set-21	R\$ 9.486.420,05	R\$ 8.660.056,34
out-21	R\$ 4.233.654,03	R\$ 5.691.938,10
nov-21	R\$ 1.447.518,24	R\$ 1.694.244,68
dez-21	R\$ 1.131.928,59	R\$ 1.013.723,76

Fonte: o autor

Tabela 11 - Resultados venda de energia 2021 estratégia Proporcional ao GSF

Mês	GSF - O	GSF - M	GSF - P
jan-21	R\$ 4.515.443,45	R\$ 4.236.486,95	R\$ 4.724.239,24
fev-21	R\$ 3.576.983,33	R\$ 3.548.456,14	R\$ 3.729.580,25
mar-21	R\$ 2.371.027,10	R\$ 2.390.593,82	R\$ 2.483.959,76
abr-21	R\$ 2.671.271,15	R\$ 2.705.233,31	R\$ 2.688.819,66
mai-21	R\$ 3.949.915,71	R\$ 4.043.305,05	R\$ 4.164.995,73
jun-21	R\$ 5.070.468,06	R\$ 5.009.682,12	R\$ 4.931.849,84
jul-21	R\$ 8.250.054,19	R\$ 8.323.646,47	R\$ 8.131.200,88
ago-21	R\$ 7.646.076,28	R\$ 7.709.614,73	R\$ 6.986.425,40
set-21	R\$ 7.501.923,59	R\$ 7.557.834,83	R\$ 7.101.921,88
out-21	R\$ 3.467.170,08	R\$ 3.498.838,62	R\$ 3.421.787,55
nov-21	R\$ 1.300.657,86	R\$ 1.315.764,15	R\$ 1.264.233,32
dez-21	R\$ 1.130.241,19	R\$ 1.133.298,66	R\$ 1.072.427,34

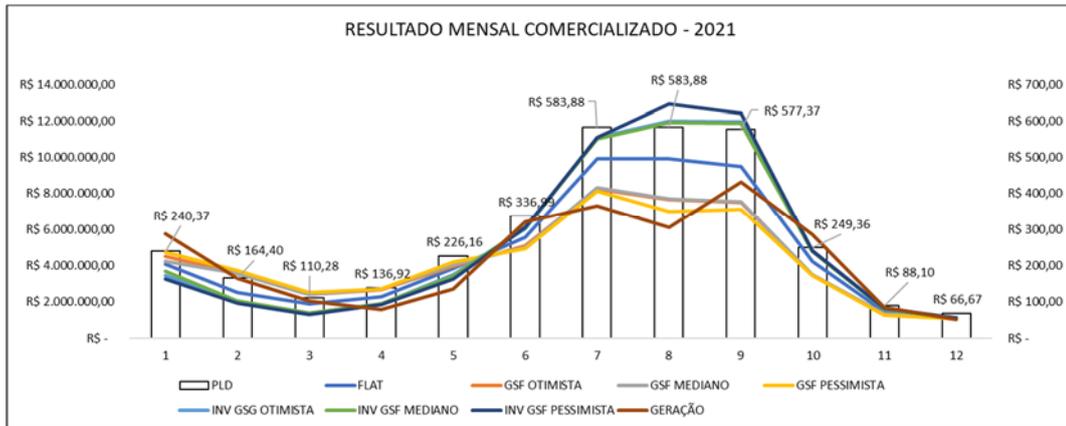
Fonte: o autor

Tabela 12 - Resultados venda de energia 2021 estratégia Proporcional ao inverso do GSF

Mês	INV GSF - O	INV GSF - M	INV GSF - P
jan-21	R\$ 3.440.683,97	R\$ 3.672.564,08	R\$ 3.241.123,36
fev-21	R\$ 2.031.755,18	R\$ 2.051.062,59	R\$ 1.920.483,53
mar-21	R\$ 1.379.245,77	R\$ 1.369.942,85	R\$ 1.297.525,42
abr-21	R\$ 1.887.124,15	R\$ 1.866.138,12	R\$ 1.847.732,19
mai-21	R\$ 3.481.997,27	R\$ 3.406.511,12	R\$ 3.254.497,54
jun-21	R\$ 6.022.414,46	R\$ 6.104.338,19	R\$ 6.102.265,50
jul-21	R\$ 11.111.560,66	R\$ 11.029.308,93	R\$ 11.111.160,62
ago-21	R\$ 11.989.283,69	R\$ 11.907.737,48	R\$ 12.931.803,29
set-21	R\$ 11.948.694,48	R\$ 11.877.519,74	R\$ 12.439.400,64
out-21	R\$ 4.822.398,51	R\$ 4.785.688,16	R\$ 4.815.789,04
nov-21	R\$ 1.604.624,47	R\$ 1.588.504,68	R\$ 1.627.014,79
dez-21	R\$ 1.057.485,55	R\$ 1.056.163,77	R\$ 1.098.398,55

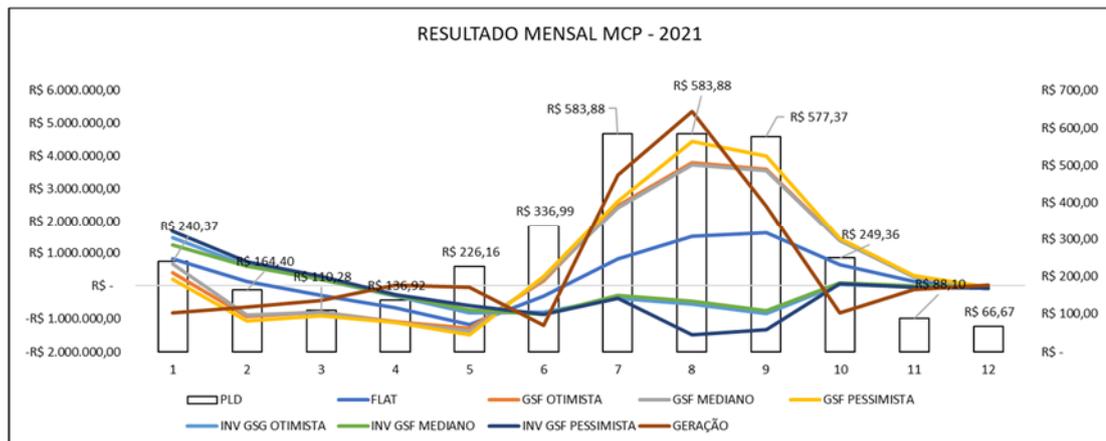
Fonte: o autor

Figura 29 - Resultados resumidos de todas as estratégias de comercialização 2021



Fonte: o autor

Figura 30 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MCP 2021



Fonte: o autor

Destaca-se nas figuras que nos meses em que as estratégias tiveram maior retorno financeiro no lastro, deu-se devido a maior alocação de garantia física proporcional junto aos meses de PLD's mais alto. As exposições de curto prazo, devido a diferença de recurso e requisito podem ser maiores ou menores de acordo com as liquidações após alocação.

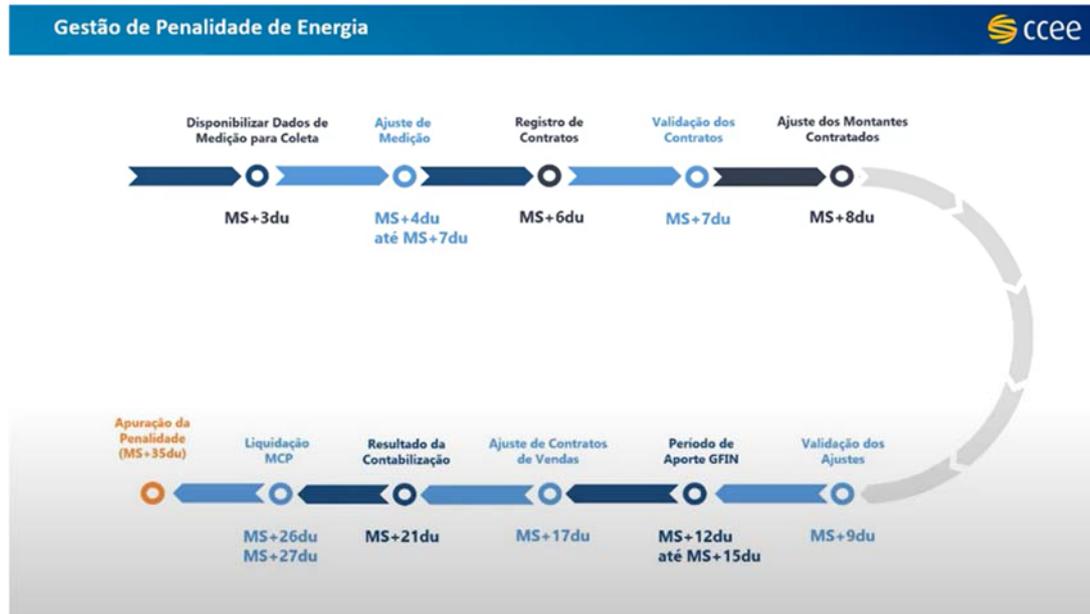
Figura 31 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MRE 2021



Fonte: o autor

É importante destacar que para um agente gerador, é de grande interesse uma maior venda de lastro quando o PLD estiver mais alto, pois isso significa um maior retorno financeiro e mais importante, com maior liquidez, pois pelo calendário CCEE os créditos advindos do MCP só liquidam no após 27 Dias Úteis do mês de comercialização, além de que os agentes acabam não recebendo o valor integral, pois por conta da inadimplência de mercado, quando algum agente não aporta os valores de forma correta, esse débito é rateado entre todos os agentes Resolução Normativa nº 957/21, e por conta disso, parte do valor fica retido (não há valor fechado, mas estima-se cerca de 70 a 80%) na própria CCEE para arcar com os custos de inadimplência, a figura 32 mostra o fluxo de liquidações do MCP da CCEE. De maneira resumida, quem fica positivo no curto prazo, apenas tem acesso a parte do dinheiro de forma líquida e o resto fica como crédito na CCEE.

Figura 32 - Fluxo de contabilização CCEE



Fonte: retirado de [21]

Pode-se perceber nos gráficos e tabelas apresentados nas figuras 29,30 e 31, que existem muitas variações nos valores obtidos, porém apesar das exposições de curto prazo, quando há uma maior diferença entre RECURSO e REQUISITO, a estratégia inverso do GSF pessimista consegue alocar mais garantia física nos cenários consolidados de PLD mais alto, e conseqüentemente obter maiores resultados financeiros, reforçando a premissa inicial da estratégia de alocar mais garantia física quando houver níveis de geração esperadas menores, mesmo que este critério tenha sido estabelecido em dezembro do ano anterior, e conseqüentemente, em termos de liquidez, consegue-se obter um resultado financeiro 9,71% maior que a não declaração de sazonalização, conseguindo se aproveitar da volatilidade do mercado com os PLD's consolidados. Vale ressaltar que, durante o ano de 2021, houve o evento da escassez hídrica, que fez o PLD ter valores no teto, porém a estratégia por ser baseada em premissas de geração, acaba gerando um perfil de sazonalização que independe dos acontecimentos externos e não está ligado ao preço consolidado, e sim a estratégia de risco adotada pelo agente. Como foi utilizado a mesma curva de RECURSO (sazonalização MRE) para todos os agentes, o balanço MRE valorou de maneira igual, independente da estratégia utilizada. A tabela 13 resume o somatório dos 12 meses de comercialização para as estratégias.

Tabela 13 - Resumo dos valores obtidos na comercialização do lastro 2021

ESTRATÉGIA	COMERCIALIZADO (R\$)
FLAT	R\$ 56.226.581,38
GSF OTIMISTA	R\$ 51.451.231,98
GSF MEDIANO	R\$ 51.472.754,85
GSF PESSIMISTA	R\$ 50.701.440,87
INVERSO GSF OTIMISTA	R\$ 60.777.268,16
INVERSO GSF MEDIANO	R\$ 60.715.479,70
INVERSO GSF PESSIMISTA	R\$ 61.687.194,47
GERAÇÃO	R\$ 52.221.768,73

Fonte: o autor

Figura 33 – Gráfico resumo operações 2021



Fonte: o autor

Em contrapartida ao de 2021, de muita volatilidade e instabilidade no preço do PLD, o ano de 2022 acabou sendo um ano de poucas oportunidades para ganhos mais expressivos. As tabelas 14, 15 e 16 expõem os resultados obtidos na comercialização do lastro. Além disso, é possível destacar a discretização mensal dos valores financeiros consolidados de maneira mensal nas figuras 34, 35 e 36.

Tabela 14 - Resultados venda de energia 2022 estratégia Flat e Proporcional Geração

Mês	Flat	Geração
jan-22	R\$ 1.068.260,79	R\$ 1.505.425,45
fev-22	R\$ 854.161,73	R\$ 1.116.391,75
mar-22	R\$ 945.679,06	R\$ 1.017.813,28
abr-22	R\$ 915.173,28	R\$ 636.626,06
mai-22	R\$ 945.679,06	R\$ 664.950,03
jun-22	R\$ 915.337,58	R\$ 1.061.913,81
jul-22	R\$ 1.125.986,27	R\$ 832.432,83
ago-22	R\$ 1.305.614,35	R\$ 801.214,81
set-22	R\$ 921.416,83	R\$ 841.152,05
out-22	R\$ 945.679,06	R\$ 1.271.418,64
nov-22	R\$ 915.173,28	R\$ 1.071.162,64
dez-22	R\$ 945.679,06	R\$ 846.923,86

Fonte: o autor

Tabela 15 – Resultados venda de energia 2022 estratégia Proporcional ao GSF

Mês	GSF - O	GSF - M	GSF - P
jan-22	R\$ 1.256.608,84	R\$ 1.259.251,94	R\$ 1.333.886,02
fev-22	R\$ 1.132.611,85	R\$ 1.137.582,82	R\$ 1.190.790,59
mar-22	R\$ 1.130.467,31	R\$ 1.136.092,42	R\$ 1.190.299,93
abr-22	R\$ 1.111.096,74	R\$ 1.108.817,72	R\$ 1.155.689,43
mai-22	R\$ 930.478,02	R\$ 932.273,84	R\$ 970.761,19
jun-22	R\$ 826.488,02	R\$ 827.255,12	R\$ 848.755,96
jul-22	R\$ 903.005,05	R\$ 903.354,29	R\$ 892.167,77
ago-22	R\$ 1.005.870,34	R\$ 994.711,58	R\$ 948.958,05
set-22	R\$ 736.225,98	R\$ 736.846,38	R\$ 706.273,25
out-22	R\$ 856.518,70	R\$ 856.046,93	R\$ 831.271,45
nov-22	R\$ 857.900,43	R\$ 858.000,82	R\$ 810.330,62
dez-22	R\$ 958.570,16	R\$ 952.894,85	R\$ 817.900,55

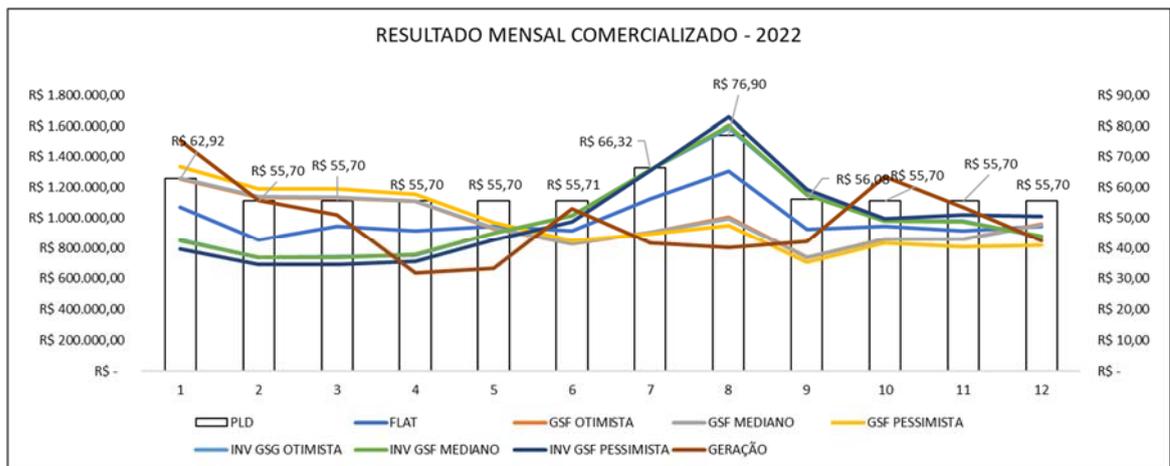
Fonte: o autor

Tabela 16 - Resultados venda de energia 2022 estratégia Proporcional ao Inverso do GSF

Mês	INV GSF - O	INV GSF - M	INV GSF - P
jan-22	R\$ 851.012,05	R\$ 848.651,65	R\$ 790.471,96
fev-22	R\$ 739.924,97	R\$ 736.193,58	R\$ 693.909,38
mar-22	R\$ 741.328,63	R\$ 737.159,37	R\$ 694.195,42
abr-22	R\$ 754.252,76	R\$ 755.292,02	R\$ 714.985,13
mai-22	R\$ 900.663,71	R\$ 898.321,00	R\$ 851.188,50
jun-22	R\$ 1.014.350,73	R\$ 1.012.724,96	R\$ 973.892,99
jul-22	R\$ 1.315.701,13	R\$ 1.314.303,25	R\$ 1.313.016,75
ago-22	R\$ 1.588.067,92	R\$ 1.604.797,23	R\$ 1.659.714,66
set-22	R\$ 1.153.886,96	R\$ 1.152.135,92	R\$ 1.185.962,66
out-22	R\$ 978.434,90	R\$ 978.312,21	R\$ 994.020,38
nov-22	R\$ 976.859,03	R\$ 976.084,35	R\$ 1.019.708,18
dez-22	R\$ 874.268,60	R\$ 878.880,99	R\$ 1.010.270,46

Fonte: o autor

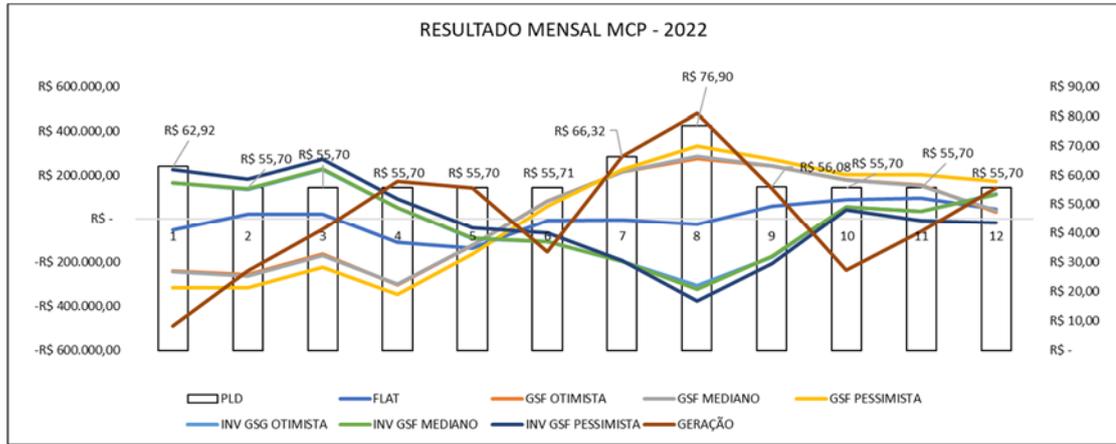
Figura 34 - Resultados resumidos de todas as estratégias de comercialização 2022



Fonte: o autor

Para o ano de 2022, como tem-se PLD's mais estáveis, muito próximos ao seu valor mínimo durante todo o ano, pode-se perceber uma menor volatilidade nos montantes financeiros obtidos, além de ordem de grandeza inferiores, pois os preços acabam sendo inferiores aos praticados de 2021.

Figura 35 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MCP 2022



Fonte: o autor

Conseqüentemente, as exposições de curto prazo também diminuem seu espaço entre estratégias e menores impactos financeiros.

Figura 36 - Resultados resumidos de todas as estratégias no MRE 2022



Fonte: o autor

Mesmo com maiores estabilidades no preço, no montante consolidado dos 12 meses, ainda foi possível ter diferenças nos valores sazonalizados e obter um sucesso financeiro, com o inverso do GSF projetado pessimista de 0,83%, que em termos financeiros, significaria R\$ 97.496,15 a mais para o agente gerador, o que para um

cenário de muita estabilidade, pode se dizer um grande sucesso com relação a liquidez ao final da contabilização do mês. A tabela 17 resume o somatório dos 12 meses de comercialização para as estratégias.

Tabela 17 - Resumo dos valores obtidos na comercialização do lastro 2022

ESTRATÉGIA	COMERCIALIZADO (R\$)
FLAT	R\$ 11.803.840,34
GSF OTIMISTA	R\$ 11.705.841,44
GSF MEDIANO	R\$ 11.703.128,72
GSF PESSIMISTA	R\$ 11.697.084,81
INVERSO GSF OTIMISTA	R\$ 11.888.751,40
INVERSO GSF MEDIANO	R\$ 11.892.856,53
INVERSO GSF PESSIMISTA	R\$ 11.901.336,49
GERAÇÃO	R\$ 11.667.425,20

Fonte: o autor

Figura 37 - Gráfico resumo operações 2022



Fonte: o autor

4.4 Processo de tomada de decisão

Ainda dentro dos resultados obtidos, percebeu-se que a estratégia inversa do GSF projetado pessimista seria a melhor escolha para o agente gerador, entretanto, pode-se questionar: Mas como o empreendedor em dezembro do ano anterior, iria escolher exatamente essa estratégia? Dentro dessa perspectiva, foi realizado as mesmas

simulações, porém com os preços de PLD projetado pela saída do modelo a partir das premissas de entrada para os 2 anos de análise.

A finalidade desta simulação é validar que, em dezembro do ano anterior, quando se está no processo de tomada de decisão, se o agente teria o embasamento das premissas para tomar a decisão que se comprovaria ser a melhor alternativa com o PLD consolidado. A figura 38 discretiza os valores de PLD projetados pelos modelos em 2021 e as figuras 39, 40 e 41 mostram o somatório financeiro dos 12 meses simulando utilizando o próprio valor de PLD projetado.

Figura 38 - PLD's projetados pelo NEWAVE e DECOMP 2021



Fonte: o autor

Figura 39 - Resultado consolidado para venda de lastro 2021 PLD projetado otimista



Fonte: o autor

Figura 40 - Resultado consolidado para venda de lastro 2021 PLD projetado mediano



Fonte: o autor

Figura 41 - Resultado consolidado para venda de lastro 2021 PLD projetado pessimista



Fonte: o autor

O que foi possível destacar, para o ano de 2021, foi que houve dois cenários que se destacaram para os preços projetados, a estratégia utilizando a média da geração da usina dos últimos 5 anos e o GSF pessimista, ou seja, projetando estratégias que perderiam financeiramente da melhor estratégia com o PLD consolidado. Entretanto, para um gerador do sistema, há uma lógica inversa com relação a projeções de preço, visto que na visão do agente, projetar o PLD mais alto, significa projetar um maior lucro na comercialização, e projetar um PLD mais baixo (otimista) significa ser mais conservador na sua expectativa de receita. A escolha da estratégia deve ser muito pautada na visão do empreendedor, pois deve estar alinhada com sua estratégia de risco, retorno e liquidez. O mercado de energia oscila de maneira imprevisível em alguns momentos, pois a energia é uma *commodity*, sofrendo assim, impactos no seu valor por motivos intangíveis, ofertas e demanda.

Para este ano, se o empreendedor segue a estratégia que melhor seria projetado um retorno financeiro para cada tipo de PLD, obteria os seguintes resultados em relação a estratégia vencedora consolidada (Inverso do GSF Pessimista). A tabela 18 retrata as percas financeiras na adoção das estratégias perdedoras.

Tabela 18 - Resultados em relação a estratégia vencedora 2021

Cenário projetado	Estratégia Escolhida	% de Perda financeira em relação ao inv do GSF Pessimista
PLD Otimista	Geração	-15,34%
PLD Mediano	Geração	-15,34%
PLD Pessimista	GSF pessimista	-17,81%

Fonte: o autor

Apesar dos preços projetados não serem iguais ao consolidado, como pode-se perceber na figura 42, o PLD consolidado seguiu um *shape* muito característico da geração do SIN, ou seja, no segundo semestre há uma menor geração e consequentemente o PLD mais alto, o inverso acontece para o primeiro semestre. O empreendedor poderia acreditar nesse *shape* e ter escolhido o inverso do GSF, por se tratar de uma usina no submercado sul. Como dito anteriormente, a escolha da estratégia ainda é muito estocástica e probabilística, e isso faz parte do mercado livre de energia.

Figura 42 - Valores PLD consolidado 2021 x projetados



Fonte: o autor

Para o ano de 2022, foi realizada a mesma análise com os PLD's projetados, como visto na figura 43 e os resultados obtidos foram a estratégia vencedora projetada, como pode ser visto nas figuras 44, 45 e 46 abaixo:

Figura 43 - Valores PLD consolidado 2022 x projetados



Fonte: o autor

Figura 44 - Resultado consolidado para venda de lastro 2022 PLD projetado otimista



Fonte: o autor

Figura 45 - Resultado consolidado para venda de lastro 2022 PLD projetado mediano



Fonte: o autor

Figura 46 - Resultado consolidado para venda de lastro 2022 PLD projetado pessimista



Fonte: o autor

Para o ano, o empreendedor obteria sucesso financeiro independente de qual estratégia escolhesse, visto que todas as previsões também geravam o mesmo resultado de estratégia vencedora, muito pelo fato de que as previsões de fato foram muito boas em relação ao consolidado, o que reforçam as premissas adotadas neste trabalho.

4.5 Impacto MCP

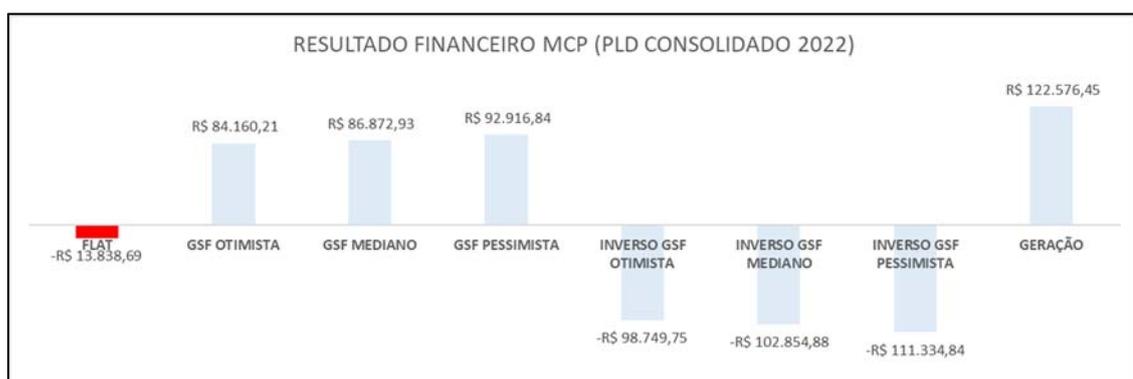
Além da parcela de comercialização, é importante avaliar os impactos do MCP mensal, pois pelas regras de comercialização explanadas anteriormente, a diferença entre recurso e requisito para um gerador participante do MRE será valorada a PLD. Logo, quanto maior for essa diferença a partir das estratégias escolhidas, maior será o impacto na forma de crédito (valor a receber) ou débito (valor a aportar). Os gráficos das figuras 47 e 48 mostram os impactos por estratégia com o PLD consolidado.

Figura 47 - Impacto MCP 2021 consolidado 12 meses por estratégia



Fonte: o autor

Figura 48 - Impacto MCP 2021 consolidado 12 meses por estratégia



Fonte: o autor

O que foi possível analisar, é que a estratégia vencedora na comercialização, acabou sendo a que teve maior impacto no mês a mês a ser debitado pelo agente. O impacto real do MCP apenas é visto pelo agente no Mês + 27 DU, quando há a

liquidação de créditos na CCEE, gerando uma diferença na liquidez financeira. O quanto o agente estará exposto no curto prazo, varia muito do seu desejo de maior liquidez e comercialização de lastro.

4.6 Análise Sem Participação MRE

Por fim, para realizar a análise completa do agente gerador, foi simulado os impactos financeiros se ele não fosse participante do MRE, e comparar seu resultado com o gerador não sendo participante, apesar de o intuito deste trabalho não ser analisar geradores não participantes, pelo tamanho da Usina Hidrelétrica, existiria a possibilidade de o mesmo optar por não participar do mecanismo, logo a análise acaba sendo válida. O resultado obtido, utilizando apenas estratégia FLAT, ao somar o impacto comercializado e MCP para os dois anos de análise seguem na tabela 19 abaixo.

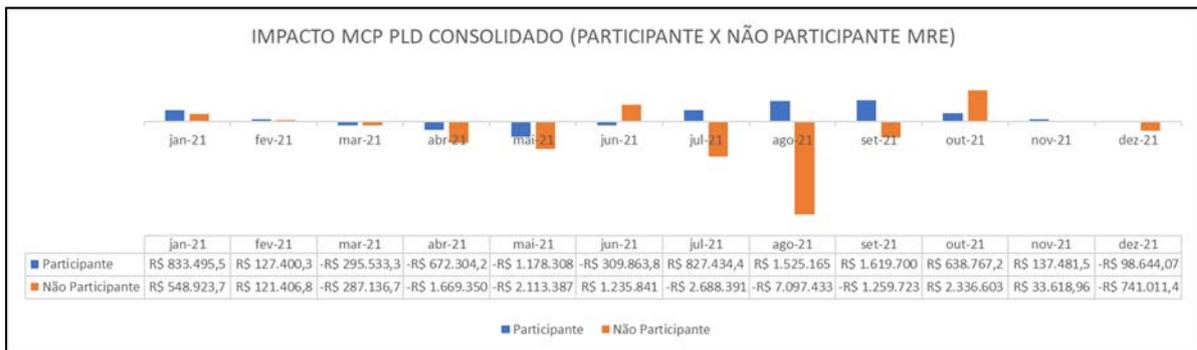
Tabela 19 - Análise não participação do MRE

ANO	Participante do MRE	Não Participante do MRE
2021	R\$ 58.900.368,34	R\$ 44.465.548,41
2022	R\$ 11.930.222,02	R\$ 12.338.251,75

Fonte: o autor

A principal diferença na análise está no MCP, pois o requisito para o agente, ou seja, a sua garantia física sazonalizada permanece a mesma, porém o recurso acaba sendo alterado. Quando o agente é participante do MRE, o seu recurso é a sua garantia física sazonalizada pelos fatores MRE e quando não participante, seu recurso vira a própria geração do gerador. A figura 49 e 50 mostram as diferenças nos impactos do MCP para as duas situações.

Figura 49 - Impacto MCP MRE x Não participante



Fonte: o autor

Figura 50 - Impacto MCP MRE x Não participante



Fonte: o autor

O que foi possível observar, é que para um ano de maior estabilidade nos preços do PLD (2022), seria mais vantajoso para o agente não ser participante do mecanismo, e no ano de mais volatilidade, o mecanismo ajuda muito na segurança financeira do agente. O MRE é um mecanismo de mitigações de riscos e dentro desta análise, foi possível comprovar como esta mitigação traz impactos positivos para o agente.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Ao final do estudo realizado, foi possível verificar que a escolha de como distribuir a garantia física de um agente gerador, tem forte influência nos seus retornos financeiros, tanto no aspecto de liquidez na comercialização do lastro, mas nos impactos do mercado de curto prazo e mecanismo de realocação de energia.

Com todas as análises, é concluído o grau de complexidade na hora de maximizar os resultados do agente, visto que ainda existe grande parcela estocástica, probabilística e aleatória, por conta da imprevisibilidade do mercado de energia.

Este trabalho teve como embasamento para formar as estratégias de sazonalização a formação de preços utilizando o NEWAVE e DECOMP a partir de premissas específicas, a mudança dos parâmetros faria, naturalmente, que as estratégias de sazonalização mudassem, logo, como perspectivas futuras espera-se refinar os modelos de previsão de preços para formar um perfil cada vez mais preciso de sazonalização.

A comercialização do lastro, escolhendo a sua estratégia, acaba sendo muito vantajosa para os agentes, como comprovado nos resultados obtidos em relação a não declaração, que evidencia a necessidade de os agentes estarem cada vez mais atentos as oportunidades e refinamentos de técnicas de sazonalização. A liquidez dos recebíveis foi algo extremamente relevante, pois quando se comercializa o lastro no mercado de curto prazo ou via contratos no ACR, leilões ou longo prazo no ACL, há uma previsão de fluxo de caixa muito mais sólida em relação ao dinheiro que se receberia via exposição positiva no curto prazo. A principal finalidade do trabalho estava em atrelar a formação da curva do agente em alocar mais garantia física no preço do PLD mais alto, porém baseado nas premissas de geração do sistema elétrico Brasileiro.

Em complemento, estudar os racionais que envolvem a adoção da estratégia de sazonalização da GF dos agentes, contribuindo para melhor entendimento geral sobre as estratégias e suas implicações, tanto no retorno, quanto no risco e liquidez financeira é de extrema importância e relevância para os agentes CCEE. Considerando-se que a metodologia+ aplicada, embora apresente resultados

interessantes, possui um viés simplificado, evidencia-se a possibilidade de aumentar sua complexidade de algumas maneiras em trabalhos futuros:

- Diversificando o número de estratégias analisadas;
- Refinando os modelos de previsão de preços;
- Analisando usinas localizadas em submercados diferentes, visto que o Brasil é um país continental e possui diferentes perfis de geração;
- Realizando estudos mais aprofundados de como melhorar os resultados financeiros para usinas não participantes do MRE e outras fontes de geração.

REFERÊNCIA

1. ABSOLAR. Energia Solar Fotovoltáica no Brasil. **Infográfico Absolar**, 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: Julho 2023.
2. PORTARIA NORMATIVA Nº 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>>. Acesso em: Julho 2023.
3. LEONEL, L. D. **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**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. [S.l.]. 2020.
4. DECRETO Nº 2.655, DE 2 DE JULHO DE 1998. **Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm>. Acesso em: Julho 2023.
5. BRASIL. LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm>. Acesso em: Agosto 2023.
6. PORTARIA Nº 514, DE 27 DE DEZEMBRO DE 2018. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754>. Acesso em: Julho 2023.
7. ANEEL. SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL, 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: Julho 2023.
8. CCEE. Consumo de Energia do Sin, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/consumo>>. Acesso em: Julho 2023.
9. CCEE. Regras de Comercialização. **Mecanismo de Realocação de Energia Versão 4.0**, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>>. Acesso em: Julho 2023.
10. CCEE. Procedimento de Comercialização. **Contratação De Energia, Submódulo 3.1 – Contratos do Ambiente Versão 5.0**, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919498/3.1_-_Contratos_ACL_v5.0.pdf/f2c5891d-3a70-5625-9361-e980ccb5146c>. Acesso em: Julho 2023.
11. BRASIL. DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: Julho 2023.
12. CCEE. Regra de Comercialização. **Garantia Física Versão 3.0**, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>>. Acesso em: Agosto 2023.
13. CCEE. Procedimentos de Comercialização. **Contratação de Energia, Submódulo 3.3 - Sazonalização e revisão da Sazonalização de Garantia Física versão 6.0**, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/procedimentos-de-comercializacao>>. Acesso em: Agosto 2023.

14. ANEEL Altera Regras de Sazonalização no MRE. **Canal Energia**, 2020. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53156422/aneel-altera-regras-de-sazonizacao-no-mre>>. Acesso em: Julho 2023.
15. BRASIL. DESPACHO Nº 1.710, DE 7 DE JUNHO DE 2023. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-n-1.710-de-7-de-junho-de-2023-489134803>>. Acesso em: Agosto 2023.
16. CCEE. CO - Procedimentos para a Sazonalização de Garantia Física para 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-procedimentos-para-a-sazonizacao-de-garantia-fisica-para-2023>>. Acesso em: Agosto 2023.
17. CEPEL. **Relatório Técnico – DSE 529 / 2022_b - MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS DE LONGO E MÉDIO PRAZOS**. [S.I.], p. 1 - 30. 2022. Projeto Newave - Manual do Usuário.
18. CEPEL. **Modelo DECOMP - DETERMINAÇÃO DA COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO**. [S.I.], p. 1 - 17. 2021. Manual do Usuário Versão 31.
19. CCEE. Conceito de Preços. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: Julho 2023.
20. VINICIUS MOTHÉ MAIA, B. L. M. M. C. K. A. C. F. P. L. L. G. **Água: Único Fator a Influenciar o Preço da Energia no Mercado Spot?** Congresso SEGET. Rio de Janeiro. 2016.
21. CCEE. Regras de Comercialização. **Balço Energético Versão 3.0**, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>>. Acesso em: Julho 2023.
22. CCEE. Regras de Comercialização. **Tratamento de exposições versão 3.0**, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>>. Acesso em: Agosto 2023.
23. CCEE. **Infobandeiras tarifárias Nº 44 Dezembro/2021**. [S.I.].
24. CCEE. **Infobandeira Tarifárias Nº 32 Dezembro/2020**. [S.I.].