

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LILIANE RAMOS SCHMITZ

**ESTUDO DA GESTÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA COM A
IMPLEMENTAÇÃO DA PRECIFICAÇÃO HORÁRIA NO BRASIL**

FLORIANÓPOLIS, 2021.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LILIANE RAMOS SCHMITZ

**ESTUDO DA GESTÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA COM A
IMPLEMENTAÇÃO DA PRECIFICAÇÃO HORÁRIA NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro(a) Eletricista.

Orientador:
Prof. Murilo Reolon Scuzziato, Dr.
Coorientador:
Prof. Gustavo Cardoso Orsi, Me.

FLORIANÓPOLIS, 2021.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Schmitz, Liliane Ramos

ESTUDO DA GESTÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA COM A IMPLEMENTAÇÃO DA PRECIFICAÇÃO HORÁRIA NO BRASIL / Liliane Ramos Schmitz; orientação de Murilo Reolon Scuzziato; coorientação de Gustavo Cardoso Orsi. - Florianópolis, SC, 2021.

57 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Contabilização Horária. 2. Mercado de Curto Prazo.
3. Contratos Modulados. 4. Flexibilização de Contratos.
5. Complementação de Geração. I. Reolon Scuzziato, Murilo. II. Cardoso Orsi, Gustavo. III. Instituto Federal de Santa Catarina. IV. **ESTUDO DA GESTÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA COM A IMPLEMENTAÇÃO DA PRECIFICAÇÃO**

ESTUDO DA GESTÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA COM A IMPLEMENTAÇÃO DA PRECIFICAÇÃO HORÁRIA NO BRASIL

LILIANE RAMOS SCHMITZ

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 21 de dezembro, 2021.

Banca Examinadora:

Gustavo Cardoso Orsi, Me. Eng.
IFSC

Rubiara Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.
IFSC

Pedro Cesar Cordeiro Vieira, Dr. Eng.
IFSC

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Nilson e Fátima, e aos meus irmãos que são minha base, que sempre estiveram ao meu lado e participaram desta conquista, dedicando todo o amor e paciência ao longo desta trajetória. Sem eles não seria possível a realização deste sonho. Não tenho palavras por todo amor que sinto.

Agradeço ao Lucas, meu companheiro, por todo apoio e amor necessários para que eu continuasse em frente. Obrigada pela paciência nas horas difíceis e por me incentivar e me ajudar tantas vezes.

Agradeço aos professores Murilo e Gustavo, por terem acreditado e confiado em mim. Pela disponibilidade e orientação ao longo deste trabalho.

Agradeço a minha amiga de infância Lethicia e as minhas amigas de faculdade, por sempre estarem ao meu lado e compartilharem momentos de alegria e angústia ao longo desta trajetória.

Ademais gostaria de agradecer ao Instituto Federal de Santa Catarina pelo ensino de qualidade.

RESUMO

A implementação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário em janeiro de 2021 foi uma estratégia de desenvolvimento do setor elétrico, buscando aprimorar a sinalização econômica do custo da geração de energia no curto prazo, por decorrência da inserção de novas fontes na matriz energética e as mudanças no perfil de consumo. Por intermédio da valoração da energia elétrica no curto prazo, essa alteração exigirá que os agentes se adaptem, atualizando sua gestão energética a fim de operar de acordo com novas regras regulatórias impostas. Estas mudanças acarretarão na criação de novos serviços e produtos no mercado de energia. O propósito deste trabalho é analisar o impacto da adesão do PLD horário e verificar possíveis estratégias de gestão realizadas através de simulações de modulações de contratos de energia, definição de prêmios de contratação e flexibilização de contratos. Analisando um perfil de geração, buscou-se avaliar a implementação da modulação e flexibilização de contratos desse agente. Os contratos modulados analisados são em base horária, semanal, mensal, sazonal e *flat* para um agente gerador. Posteriormente realizou-se a flexibilização para alguns perfis dos ramos de atividades de papel, serviços, têxtil e alimentício. Ademais, buscou-se ilustrar as principais alterações ao agente gerador, com a contabilização horária. Para tanto, foi realizada a coleta de dados de geração e PLD horário através de fontes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), respectivamente e após o tratamento desses dados realizou-se a simulação de diferentes cenários. Finalmente, são propostas possíveis estratégias de gestão de contratos modulados a fim de mitigar exposições no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Palavras-chave: Contabilização Horária. Mercado de Curto Prazo. Contratos Modulados. Flexibilização de Contratos. Complementação de Geração.

ABSTRACT

The implementation of the Settlement Price (PLD) in January 2021 was a development strategy for the electricity sector, seeking to improve the economic signaling of the cost of energy generation in the short term, as a result of the insertion of new sources in the energy matrix and changes in the consumption profile. Through the valuation of electricity in the short term, this change will require agents to adapt, updating their energy management to operate in accordance with new regulatory rules imposed. These changes will lead to the creation of new services and products in the energy market. The purpose of this work is to analyze the impact of adherence to the hourly PLD and verify possible management strategies carried out through simulations of energy contract modulations, definition of contracting premiums and contract flexibility. Analyzing a generation profile, we sought to evaluate the implementation of the modulation and flexibilization of contracts for this agent. Modulated contracts analyzed are on an hourly, weekly, monthly, seasonal and flat basis for a generating agent. Later, flexibility was made for some profiles in the paper, services, textile and food industries. Furthermore, we sought to illustrate the main changes to the generating agent, with hourly accounting. For this purpose, the collection of generation and hourly PLD data was performed using sources from the National Electric System Operator (ONS) and the Electric Energy Trading Chamber (CCEE), respectively, and after processing these data, the simulation was carried out of different scenarios. Finally, possible modulated contract management strategies are proposed to mitigate exposures in the Short Term Market (MCP).

Keywords: Hourly Accounting. Short Term Market. Modulated Contracts. Contract Flexibility. Generation Complementmentation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxograma do RE-SEB	13
Figura 2 - Agentes institucionais do SEB	14
Figura 3 - Energia comercializada no MCP	18
Figura 4 – Fluxograma de software para o cálculo do PLD.....	20
Figura 5 - Processamento de dados no SCL	21
Figura 6 - Representação gráfica da modulação acordada entre ambas as partes ..	22
Figura 7 - Representação gráfica da modulação tipo <i>flat</i>	22
Figura 8 - PLD Horário e PLD Semanal 2019	24
Figura 9 - PLD Horário e PLD Semanal 2020	24
Figura 10 - Modulação <i>Flat</i>	30
Figura 11 - Média mensal dos anos de geração	31
Figura 12 - Modulação Sazonal.....	32
Figura 13 - Modulação Mensal	33
Figura 14 - Modulação Semanal	35
Figura 15 - Modulação Horária.....	35
Figura 16 - Carga dos ramos de atividades	40
Figura 17 - Flexibilização de contrato no ramo alimentício 2019.....	41
Figura 18 - Flexibilização de contrato no ramo alimentício 2020.....	41
Figura 19 - Complementação de geração de energia elétrica.....	44
Figura 20 - Complementação de geração de energia elétrica para 2020.....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Geração média mensal em MW médios	23
Tabela 2 - Patamares de carga	25
Tabela 3 - Resultados de contabilização para 2019 e 2020	27
Tabela 4 - Modulação Sazonal	32
Tabela 5 - Modulação Mensal	34
Tabela 6 - Definição de cenários	36
Tabela 7 - Acumulado anual com contratos modulados em R\$	37
Tabela 8 - Prêmio de contratos modulados	38
Tabela 9 - Definição de cenários para flexibilização	39
Tabela 10 - Resultados acumulados com flexibilização (parte 1)	42
Tabela 11 - Resultados acumulados com flexibilização (parte 2)	42
Tabela 12 - Prêmio mensal de contratos com flexibilização em R\$	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAL – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GF – Garantia Física

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MCP – Mercado de Curto Prazo

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIE – Produtor Independente de Energia

PLD – Preço das Liquidações das Diferenças

PMO – Custo Marginal da Operação

RE-SEB – Restruturação do Sistema Elétrico Brasileiro

SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	7
1.1	Justificativa	8
1.2	Definição do Problema	9
1.3	Objetivo Geral.....	10
1.4	Objetivos Específicos	10
1.5	Estrutura do Trabalho.....	10
2	REVISÃO DA LITERATURA	12
2.1	Reforma do Sistema Elétrico Brasileiro	12
2.1.1	Agentes Econômicos do Sistema Elétrico Brasileiro	14
2.1.1.1	Agentes de Geração	15
2.1.1.2	Agentes de Transmissão.....	15
2.1.1.3	Agentes de Distribuição	16
2.1.1.4	Agentes de Comercialização.....	16
2.1.1.5	Agentes Importadores e Exportadores.....	16
2.1.1.6	Consumidores Livres	16
2.2	Mercado de Curto Prazo (MCP).....	17
2.2.1	Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	18
2.3	Contratos de Energia Elétrica	20
3	ESTUDO COMPARATIVO COM A IMPLANTAÇÃO DO PLD HORÁRIO	23
4	ESTUDO DE ALTERNATIVAS DE CONTRATAÇÃO COM PLD HORÁRIO	29
4.1	Contratos Modulados	29
4.1.1	Contrato <i>Flat</i>	30
4.1.2	Contrato Modulação Sazonal	31
4.1.3	Contrato Modulação Mensal	33
4.1.4	Contrato Modulação Semanal.....	34
4.1.5	Contrato Modulação Horária	35
4.2	Análise de Contratos Modulados	36
4.3	Flexibilidade de Contratos	38
4.4	Complementação de Geração	44
5	CONCLUSÃO	47
	REFERÊNCIAS.....	49

1 INTRODUÇÃO

A metodologia utilizada neste trabalho foi baseada em uma pesquisa acerca do estado da arte relacionado à precificação horária de energia elétrica bem como um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O tema abordado é a implantação do PLD horário que entrou em vigência a partir de janeiro de 2021. Foi realizado a apresentação das regras de precificação de energia e ações para a gestão de contratos dos agentes no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Seguido por um estudo de caso, utilizando simulações por meio de planilhas a fim de realizar um comparativo entre o PLD semanal e horário, logo em seguida foram definidos alguns contratos modulados em base horária, semanal, mensal, sazonal e contratos *flat*, após buscou analisar a flexibilização de contratos, buscando opções para mitigação de riscos para o agente gerador. Ademais foi realizado uma análise de complementação de fontes de geração nos momentos em que a fonte de geração eólica estiver com sua geração reduzida, por decorrência da redução do vento, a fim de analisar uma possível redução de riscos no ACL.

Este trabalho tem caráter exploratório, a fim de estudar sobre a implementação do PLD horário e identificar seus impactos financeiros para seus agentes geradores e consumidores, buscando formas para reduzir os riscos de exposição ao MCP. Já a parte de tratamentos de dados e simulações para o estudo de caso classifica-se predominantemente como uma pesquisa quantitativa.

Devido ao gradativo aumento da demanda de energia elétrica ao longo dos anos, ultimamente tem-se discutido o aprimoramento das regras do SEB. Um dos assuntos mais discutidos no setor tem sido o funcionamento do mercado de energia elétrica.

Com o incentivo do governo federal às novas fontes de energia, no decorrer dos anos, houve muitas mudanças na matriz energética brasileira. Antigamente boa parte da matriz elétrica era hidrelétrica. Porém, com a entrada de novas fontes de geração, fez com que o percentual na matriz elétrica de fontes hidrelétricas diminuísse, sendo mais dependente da previsão de geração das suas fontes, impactando na forma de valorar a energia semanal, como antes era realizada (EPE, 2021). O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) semanal, utilizado até 2020, era calculado levando-se em conta três patamares de carga, para cada submercado

(Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste), estes estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Para a realização do cálculo do preço, consideravam-se previsões de disponibilidade e carga para as semanas operativas, que se iniciam aos sábados e terminavam na sexta (CCEE, 2021b).

A fim de que o preço da energia elétrica acompanhe de maneira mais próxima a operação em tempo real do sistema, no início de 2000 iniciou-se o debate sobre a implantação do PLD discretizado hora a hora, para realizar a liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP) (MARQUES, 2020). Com o decorrer das discussões sobre o assunto, em janeiro de 2021 foi implementado o PLD horário. Nesse contexto, os agentes precisam se adequar às novas regras. A tendência desse marco é que os agentes criem processos para realizar a gestão de contratos, pois com o PLD com maior granularidade há um maior risco de exposição ao MCP do agente (ENEL, 2020).

Este é um assunto de extrema importância e por decorrência disto, pretende-se avaliar, sob a perspectiva de um agente gerador, os impactos da adoção do PLD horário. Além disso, busca-se simular diferentes formas de modulação de energia a ser vendida por meio de contratos para então definir possíveis estratégias de contratação do agente a fim de mitigar sua exposição ao MCP. Para isso são simulados alguns cenários de preço e geração com o objetivo de definir possíveis preços e prêmios que o agente poderia cobrar em sua contratação. Por fim, analisa-se uma possível complementação de geração a fim de incrementar o portfólio do agente, com o intuito de mitigar seus riscos no MCP.

1.1 Justificativa

A atividade de planejamento do setor elétrico sofreu várias mudanças ao longo de sua existência, incentivadas principalmente pelo aprimoramento das regras de operação do sistema e pelo desenvolvimento de novas metodologias, focadas sempre no objetivo de atender o crescimento da demanda de energia de forma mais segura. O aumento do consumo de energia elétrica é decorrente principalmente do crescimento econômico do país e de seu grau de desenvolvimento, assim como o aumento da população nos últimos anos. (TOLMASQUIM; GUERREIRO; GORINI, 2007). Além disso, vale ressaltar que, a Lei Nº 9.427/1996 aprovou subsídios para novas fontes de energia, principalmente as renováveis, de modo a atender a demanda

da população, porém a Lei Nº 14.120/2021 modificou a Lei Nº 9.427/1996 e retirou esses subsídios dessas fontes incentivadas.

No decorrer das décadas houve grandes mudanças de fontes de geração no país. Segundo a EPE (2008), em 2007, a maior parte da matriz elétrica, era proveniente de fonte hidrelétrica, com 74,3%, seguidos de 14,7% por fontes térmicas e 2,5% por termonuclear. Já em 2021, houve uma redução na fonte hidrelétrica para 65,2%, porém é possível verificar a inserção de novas fontes renováveis como solar e eólica. A geração eólica já compõe 8,8%, fazendo com que a matriz elétrica seja considerada uma matriz Hidro-Térmica-Eólica (EPE, 2021).

Entretanto, por decorrência da alta variabilidade na matriz energética, por causa dessas novas fontes e das mudanças no perfil de consumo, o preço por patamar, como vinha sendo feito até 2020, se tornou incapaz de capturar a dinâmica física do sistema. Esses fatores acarretaram com a implantação do PLD horário com o intuito de uma melhor valoração da energia, ou seja, tem-se uma melhor valoração no cálculo do preço da energia elétrica no curto prazo. Avalia-se que esta mudança permitirá a criação de novos serviços e produtos no mercado de energia, e, por consequência, os agentes precisam se adaptar para operar de acordo com as novas regras, válidas a partir de janeiro de 2021. Neste contexto, a mudança de precificação vai exigir adaptação dos agentes, estudos já estão sendo realizados para avaliar os impactos dessa mudança, bem como a possibilidade da criação de novos produtos no mercado, como a modulação de contratos e a criação de prêmios de energia elétrica, a fim de mitigar seus riscos no MCP, pois por essa discretização ser hora a hora, os agentes estão mais expostos a riscos (PSR, 2020).

1.2 Definição do Problema

Por decorrência da implementação da precificação horária em janeiro de 2021, que é calculada diariamente para cada hora do dia seguinte, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O cálculo do preço da energia é realizado através de modelos computacionais (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e com base no Custo Marginal da Operação (CMO) (CCEE, 2021d). Os agentes precisam se adaptar e operar de acordo com as novas regras de mercado.

Deste modo, este trabalho questiona quais ações podem contribuir com o gerenciamento de contratos de energia elétrica de forma a otimizar os retornos e diminuir a exposição do agente no MCP para esse novo cenário de precificação.

1.3 Objetivo Geral

Apresentar ações que possam contribuir com o gerenciamento estratégico de contratos, visando a mitigação de riscos por meio de contratos modulados, flexibilização de contratos, complementação de geração e/ou inclusão de prêmios de energia de forma a reduzir exposições negativas dos agentes no MCP.

1.4 Objetivos Específicos

Os itens abaixo mostram os objetivos específicos que o estudo busca cumprir no decorrer do seu desenvolvimento.

- a) Compreender como funcionam as modificações nas regras de mercado de energia elétrica com foco na contabilização e liquidação do mercado de curto prazo;
- b) Analisar o impacto da precificação horária em contratos de agentes consumidores e geradores;
- c) Apresentar ações de gestão que possam incentivar a redução de risco de exposição dos agentes no ACL por meio de um estudo de caso.

1.5 Estrutura do Trabalho

Inicialmente é apresentada uma breve contextualização do estado da arte do mercado de energia elétrica, explicando algumas implementações da atual estrutura do SEB.

No capítulo 2 é realizada uma revisão na literatura sobre a reestruturação do SEB acerca da implementação do PLD horário em 2021, considerando a legislação vigente.

No capítulo 3 mostra-se uma comparação entre a precificação horária e a precificação semanal.

O Capítulo 4 expõe a análise alternativas de modulação e com flexibilização de contratos de venda de um agente gerador eólico. Em seguida apresentam-se os resultados das simulações obtidas e discussão dos resultados. Por fim, discorre-se brevemente sobre a complementação da geração para o agente.

No Capítulo 5, a conclusão e as sugestões para trabalhos futuros são apresentadas.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Na década de 70, nos Estados Unidos a energia elétrica era vista como propriedade privada (MEDEIROS, 2003). No Brasil, nesta mesma década e até meados de 1995, o modelo de mercado de energia era predominantemente estatal, com seus recursos obtidos por meio de financiamento público. Tal modelo era considerado monopólio, ou seja, não havia competição de mercado, uma vez que só existiam consumidores cativos (CCEE, 2021c). Segundo Souza (2020), o custo da energia incorporava custos diretos e indiretos de empresas verticalizadas, de acordo com a estruturação do setor.

Após a publicação da Lei nº 5.655/1971, o SEB implementou o regime tarifário chamado de "custo de serviço", que tem como objetivo estabelecer tarifas de energia elétrica para suprir os custos de transmissão, distribuição e geração. A implementação da Lei nº 1.383/1974 visava um equilíbrio entre os custos de empresas de geração e distribuição, empresas com lucros deveriam disponibilizar alguns recursos para as que apresentavam prejuízos (CCEE, 2010).

No decorrer dos anos, o SEB ficou estagnado com a redução de investimentos de expansão do sistema elétrico, acarretando a criação da Lei nº 8.631/1993, a fim de desfazer o regime tarifário vigente e implementar contratos de suprimento entre os distribuidores e geradores, buscando a redução dos desequilíbrios financeiros entre os agentes.

2.1 Reforma do Sistema Elétrico Brasileiro

O marco inicial da reforma do SEB ocorreu no início da década de 90, com o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). Nele a ideia era incentivar a competição nos ramos de geração e comercialização, bem como a desverticalização das empresas e distribuí-las nos ramos de geração, transmissão e distribuição. A Figura 1 exemplifica a nova segmentação de reestruturação do SEB.

Figura 1 – Fluxograma do RE-SEB

Fonte: Autoria própria (2021).

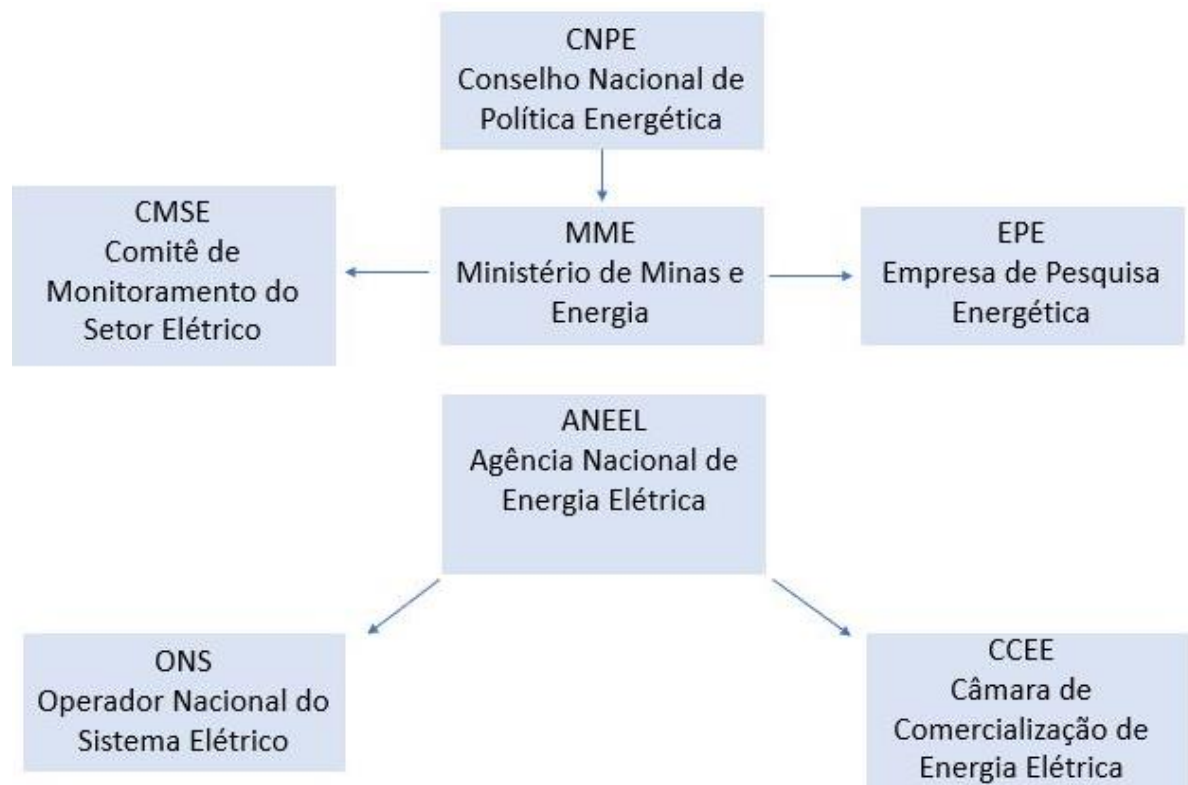
A reestruturação do projeto também implementou a criação da Agência Nacional do Sistema Elétrico (ANEEL), como órgão regulador, o ONS como operador do sistema elétrico, e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), um órgão criado para administrar transações de compra e venda de energia elétrica. Registrados pelas Leis nº 9.427/1996, nº 9.658/1998, Decretos nº 2.335/1997 e nº 2.655/1998 e pela Resolução Normativa (REN) nº 351/1998 (CCEE, 2010).

Após a crise de abastecimento em 2001 no setor elétrico, medidas foram tomadas para recuperação frente ao racionamento de energia elétrica. Foi então que o governo federal lançou as bases para um novo modelo do SEB, através das Leis nº 10.847/2004 e 10.848/2004. Os três principais objetivos eram:

- a) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- b) promover a modicidade tarifária;
- c) promover a inserção social no SEB.

Além disso, houve algumas mudanças institucionais, destacam-se a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e da CCEE, que deu continuidade às atividades que estavam sendo realizadas pelo MAE (GOLDENBERG, 2003). A Figura 2 representa as instituições e como o setor elétrico brasileiro está estruturado atualmente. Em seguida são abordados os papéis dos agentes no setor elétrico brasileiro.

Figura 2 - Agentes institucionais do SEB



Fonte: Adaptado de CCEE (2010).

2.1.1 Agentes Econômicos do Sistema Elétrico Brasileiro

Com o novo modelo de mercado, foram criados dois ambientes para realizar os contratos de compra e venda de energia elétrica. O primeiro deles, o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia elétrica e os consumidores livres, que devem ter um mínimo de demanda para se encaixar nesta categoria. E o segundo, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam os agentes de geração, de comercialização e os agentes de distribuição, que representam os consumidores cativos de energia elétrica.

Para celebrar a contratação no ACR são feitos contratos bilaterais regulados, decorrentes dos leilões de energia para atendimento da carga cativa, também chamados de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Esses são firmados entre os agentes vendedores e agentes distribuidores que participam dos leilões de compra e venda, realizados pela CCEE.

No ACL há negociação livre entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, e empregam Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) (GOLDENBERG, 2003).

Vale ressaltar que tanto os contratos do ACR quanto contratos ACL são registrados na CCEE através do sistema CliqCCEE, que é o Sistema de Contabilização e Liquidação, utilizado para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Os montantes totais contratados são liquidados bilateralmente entre os agentes de acordo com as condições contratuais estabelecidas. Na sequência são abordados os papéis dos agentes do SEB implementados a partir de 2004 com a reforma do setor.

2.1.1.1 Agentes de Geração

Abaixo são apresentados os agentes de geração de energia elétrica, são eles:

- a) Concessionários de serviço público de geração: agente titular de serviço público federal enviado pelo Poder Concedente mediante licitação, a fim de prestar de serviços públicos de energia elétrica;
- b) Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE): são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica para comercialização por sua conta e risco;
- c) Autoprodutores (AP): são agentes com autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, se autorizado pela ANEEL, o mesmo poderá comercializar seu excedente (CCEE, 2010).

2.1.1.2 Agentes de Transmissão

São agentes responsáveis pela construção de novas linhas de transmissão de energia elétrica, regidos por contratos firmados por meio de leilões. Esses agentes são responsáveis por todas as etapas de construção da linha, e também por mantê-la disponível para uso. As linhas podem ser utilizadas por qualquer outro agente,

desde que os mesmos paguem a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) (CCEE, 2010).

2.1.1.3 Agentes de Distribuição

Realizam serviços de rede e comercialização de energia aos consumidores cativos. Estão conectados à Rede Básica e contratam serviços de transmissão e serviços ancilares do ONS. Esse sistema pode ser utilizado por qualquer outro agente desde que o mesmo pague pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (ONS, 2021c).

2.1.1.4 Agentes de Comercialização

São agentes que realizam a compra e venda de energia através de contratos bilaterais no ACL, para os consumidores livres, ou para os distribuidores através de leilões no ACR (CCEE, 2010).

2.1.1.5 Agentes Importadores e Exportadores

Importadores realizam a importação de energia elétrica para o abastecimento do mercado nacional e os exportadores são agentes que realizam a exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos (ONS, 2021c).

2.1.1.6 Consumidores Livres

Podem escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação no ACL, conforme regulamentação da ANEEL (ONS, 2021c).

Por meio da Portaria do MME nº 514/2018 consumidores livres devem possuir demanda mínima, conforme apresentando abaixo (BRASIL, 2018):

- a) a partir de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW, atendidos em qualquer tensão;
- b) a partir de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW, atendidos em qualquer tensão; e

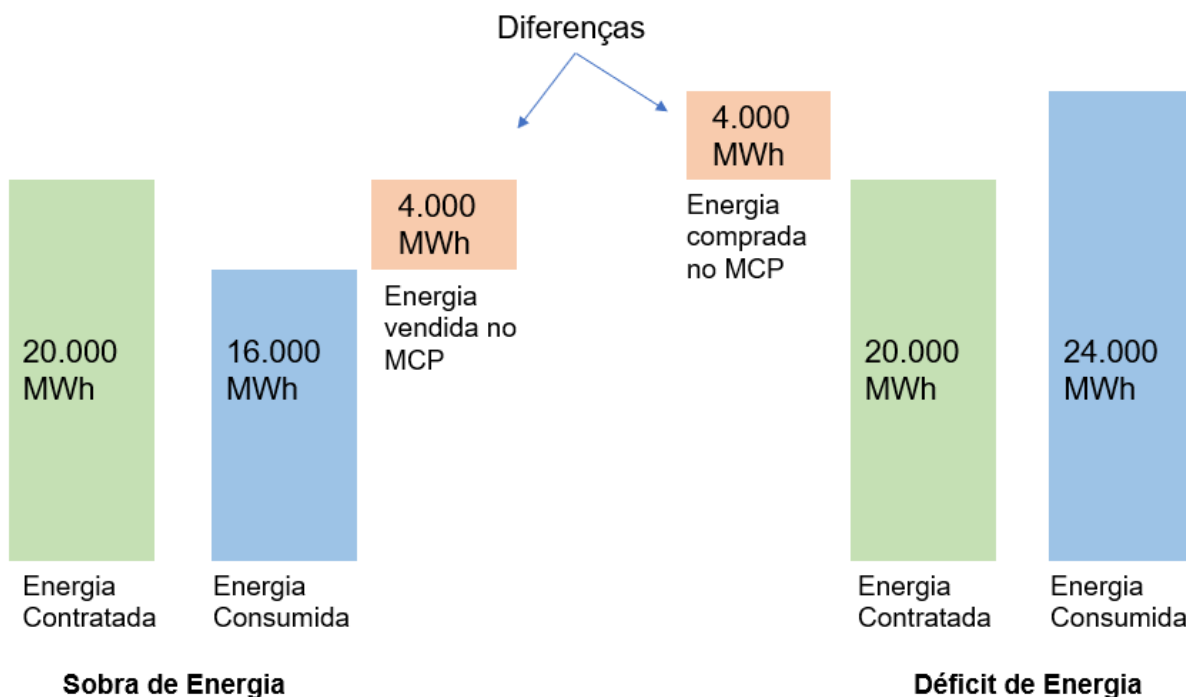
- c) a partir de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão.

Após a implementação da Lei 9.704/1995, com a criação do PIE, houve diversas modificações implementadas no SEB e em sua regulação no que diz respeito principalmente aos procedimentos de comercialização e diretrizes nos cálculos da precificação com o PLD, além da segmentação do setor elétrico, com atividades de geração, transmissão e distribuição, que foram pontos cruciais para o novo modelo do setor elétrico (CCEE, 2010).

2.2 Mercado de Curto Prazo (MCP)

Segundo a Resolução Normativa nº 622/2014 da ANEEL, o mercado de curto prazo realiza os processos relacionados à contabilização e liquidação financeira das diferenças entre montantes de energia elétrica contratados e medidos, registrados na CCEE, a Figura 3 ilustra o funcionamento do mercado de curto prazo. Na imagem à esquerda há um exemplo de sobra de energia, ou seja, o valor contratado foi maior do que o consumido, logo há uma sobra que pode ser liquidado no MCP. Já na parte direita da imagem há um exemplo de falta de energia, ou seja, o volume contratado foi menor do que o volume de energia consumida, portando essa energia excedente deve ser comprada no MCP.

Figura 3 - Energia comercializada no MCP



Fonte: Adaptado de CCEE (2010).

O papel da CCEE na contabilização é verificar o montante de energia contratada e o montante de energia consumida, caso haja um déficit ou uma sobra de energia o agente fica exposto ao PLD que será liquidado no MCP.

2.2.1 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças, ou PLD é utilizado para valorar a energia elétrica gerada no SIN, para isto, utiliza-se modelos matemáticos (NEWAVE, DECOP e DESSEM) para realização desse cálculo (CCEE, 2021c).

Esses modelos matemáticos, conforme apresentados em sequência, utilizam diversos fatores, como, demanda de carga, custos de déficits, condições hidrológicas, preços de combustível, etc. Vale ressaltar que o preço é limitado por valores mínimos e máximos estabelecidos pela ANEEL (CCEE, 2021d).

Para a realização do cálculo do PLD, o despacho é considerado *ex-ante* ou seja, é apurado com base em informações previstas de cada submercado (CCEE, 2021b). O cálculo era realizado anteriormente com base em dois modelos

computacionais, o NEWAVE e o DECOMP, porém com a entrada do PLD horário, fez-se necessário a implementação de um novo modelo, o DESSEM.

O NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo, o mesmo considera um submercado inteiro (todas as usinas) agregadas em um único reservatório. A fim de determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada mês dentro de um período de até 5 anos de estudo, a fim de reduzir o valor esperado do custo de operação (CCEE, 2010).

O DECOMP é um modelo de otimização para o planejamento de curto prazo. Neste modelo, em que os dados são processados semanalmente, são consideradas as vazões previstas no primeiro mês, e vários cenários de vazões no restante do período de até um ano. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação na primeira semana (CCEE, 2010).

Segundo o ONS (2021b), o DESSEM é um modelo computacional de curtíssimo prazo, suas informações são processadas a cada trinta minutos com o custo marginal de operação do sistema, o modelo foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). A CCEE utiliza o modelo para a determinação do PLD horário.

Muitos fatores influenciam no cálculo do preço da energia, e o valor tende a variar de acordo com os custos do recurso energético utilizado. Os modelos computacionais ajudam a melhorar o detalhamento da matriz energética com o propósito de reduzir os custos e tornar o valor pago pela energia que melhor se aproxime da realidade de produção (CASTRO; BRANDÃO; HUBNER; DANTAS; ROSENTAL, 2014).

A Figura 4 apresenta o fluxograma dos *softwares* desenvolvidos para realizar o cálculo da precificação da energia elétrica. O NEWAVE tem uma metodologia de cálculo de médio prazo, os resultados são rodados no sistema computacional DECOMP que tem sua metodologia de cálculo no curto prazo e por fim os dados são rodados no sistema DESSEM que gera os valores do PLD hora a hora.

Figura 4 – Fluxograma de software para o cálculo do PLD



Fonte: CCEE (2021c).

Segundo Souza (2020), o preço horário tem como objetivo obter um sinal mais aderente à necessidade operativa do sistema elétrico brasileiro, tendo em vista que houve muitas mudanças na matriz elétrica com a inserção de novas fontes de geração.

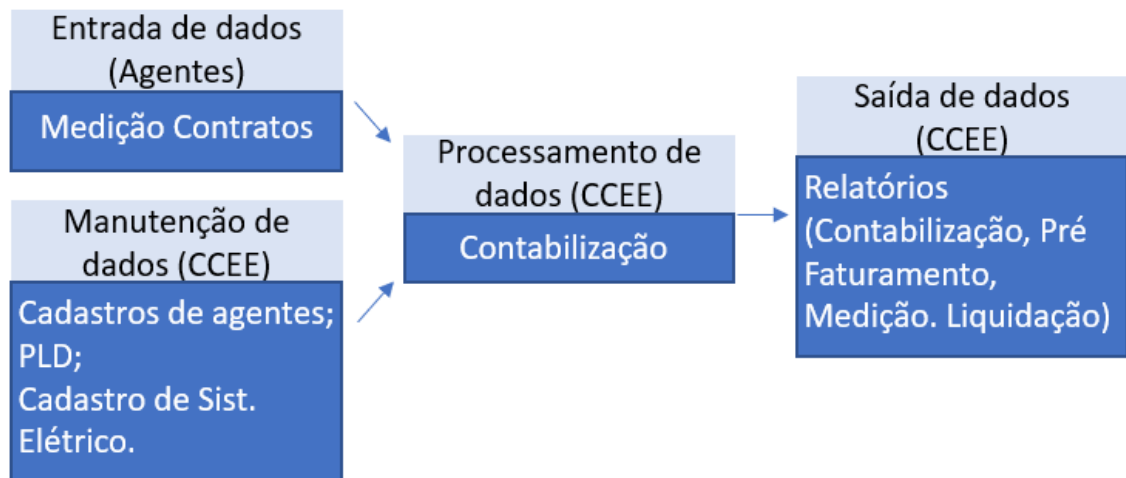
Espera-se, com a implementação deste modelo, que novos produtos sejam disponibilizados no mercado de energia elétrica, como programas de resposta da demanda, modulação de contratos, prêmios de energia elétrica, flexibilidade nos contratos, tornando o mercado mais competitivo.

2.3 Contratos de Energia Elétrica

A CCEE, órgão responsável por administrar os contratos e dados de medição, consegue verificar as diferenças da energia que foi consumida/produzida, além do que foi contratada, essas diferenças são liquidadas ao PLD no MCP. Com base no montante contratado e no montante medido, calcula-se as diferenças no MCP.

Os contratos são registrados na CCEE pela parte vendedora e validados pela parte compradora, por intermédio do Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). O SCL efetua todos os cálculos previstos nas Regras de Comercialização, permitindo à CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados, esse processo está ilustrado conforme Figura 5 (CCEE, 2010).

Figura 5 - Processamento de dados no SCL

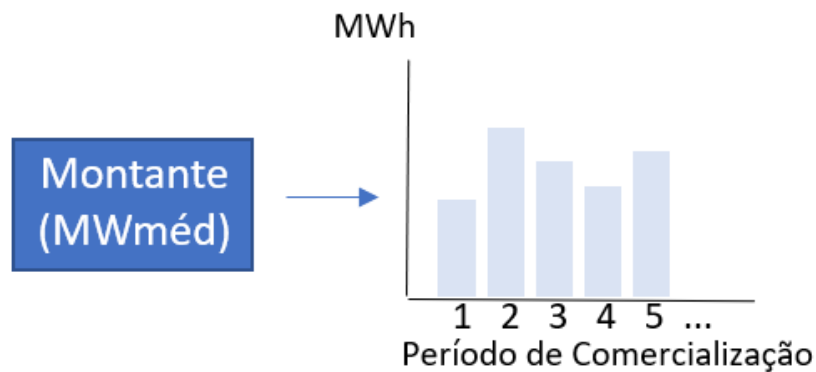


Fonte: Adaptado de CCEE (2010).

O vendedor preenche com os prazos de suprimento e montantes contratados em MWh, não sendo necessário informar os preços negociados à CCEE. Apenas é necessário informar o tipo de sazonalização e modulação que foi negociado entre ambas as partes (CCEE, 2010). A sazonalização é a divisão do volume de energia contratado em montantes mensais, ou seja, consiste em definir os valores mensais de energia com base nos montantes da vigência do mês validada para um contrato (OLIVEIRA, 2020).

Já a modulação é um processo que determina a divisão do volume de energia mensal contratado, distribuído em montantes horários, ou seja, cada hora do mês de contabilização pode ter um valor diferente. Entretanto, a soma do montante de energia de todas as horas do mês deve ser igual ao total de energia durante a vigência do mês validado para o contrato. Esse processo pode ser registrado no ato do preenchimento do contrato na CCEE ou pode ser realizado mensalmente na CCEE (OLIVEIRA, 2020). Este tipo de modulação é ilustrado na Figura 6. Há um montante de energia contratado, que é distribuição ao longo dos meses da forma, conforme acordado bilateralmente antes os agentes.

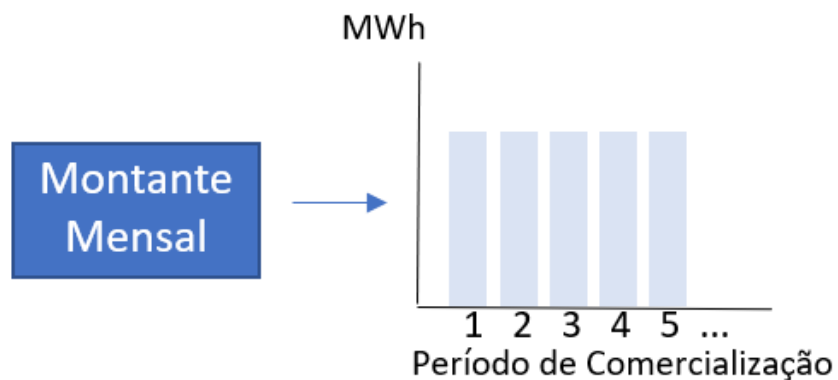
Figura 6 - Representação gráfica da modulação acordada entre ambas as partes



Fonte: Adaptado de CCEE (2010).

Caso a sazonalização ou a modulação não seja inserida no SCL, o mesmo efetua automaticamente a sazonalização e a modulação tipo *flat*. Na modulação *flat*, o agente vendedor oferece o montante de energia distribuído de forma igual em todas as horas do dia ao longo do período de contrato. Já a sazonalização *flat* tem o mesmo conceito, porém aplicado aos meses do ano (CCEE, 2010). A Figura 7 representa um exemplo de modulação tipo *flat*.

Figura 7 - Representação gráfica da modulação tipo *flat*



Fonte: Adaptado de CCEE (2010).

3 ESTUDO COMPARATIVO COM A IMPLANTAÇÃO DO PLD HORÁRIO

O intuito deste capítulo é ilustrar e analisar, por meio de simulações realizadas com planilhas eletrônicas, as diferenças da contabilização no MCP entre o PLD Horário e o PLD semanal. Para isso, utiliza-se como estudo de caso o parque eólico de Macaúbas, localizado na Bahia, com 35,07 MW de capacidade instalada e garantia física (GF) de 13,4 MW médios.

Os valores de geração horária do agente foram retirados do site do ONS (ONS, 2021a), para resumir sua geração ao longo do tempo apresenta-se na Tabela 1 os valores médios para os anos de estudo.

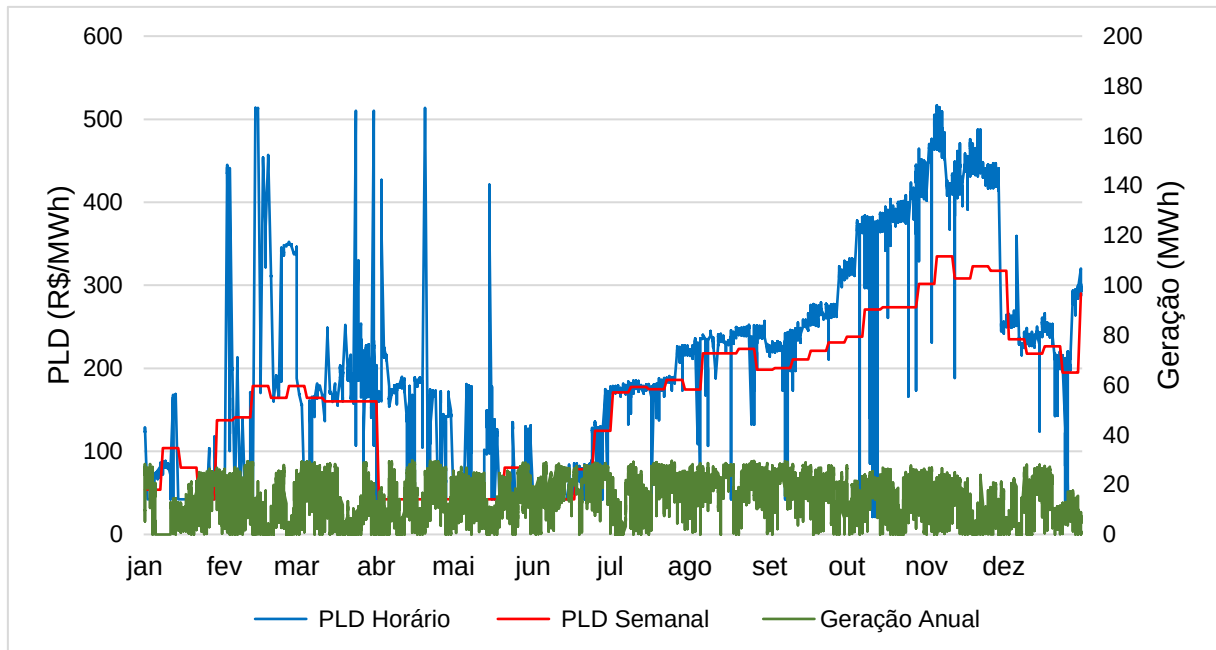
Tabela 1 - Geração média mensal em MW médios

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média anos
2015	15,72	13,94	12,87	10,79	14,50	19,77	21,16	19,67	18,78	19,06	13,86	16,53	16,39
2016	2,56	9,29	13,44	15,70	14,80	15,40	19,00	18,42	19,64	16,81	15,42	14,51	14,58
2017	13,72	13,64	11,20	15,40	14,80	17,97	20,58	15,19	21,97	18,32	11,78	7,79	15,20
2018	10,61	10,16	6,74	13,00	16,31	20,39	18,03	18,93	18,47	15,24	16,10	11,23	14,60
2019	11,43	9,70	12,38	12,24	14,07	18,62	15,77	19,73	18,63	14,51	10,57	10,63	14,02
2020	4,27	8,37	6,97	9,44	10,67	18,07	18,36	20,61	18,77	8,27	11,25	11,57	12,22
Média meses	9,72	10,85	10,60	12,76	14,19	18,37	18,82	18,76	19,38	15,37	13,16	12,04	14,50

Fonte: Autoria própria (2021).

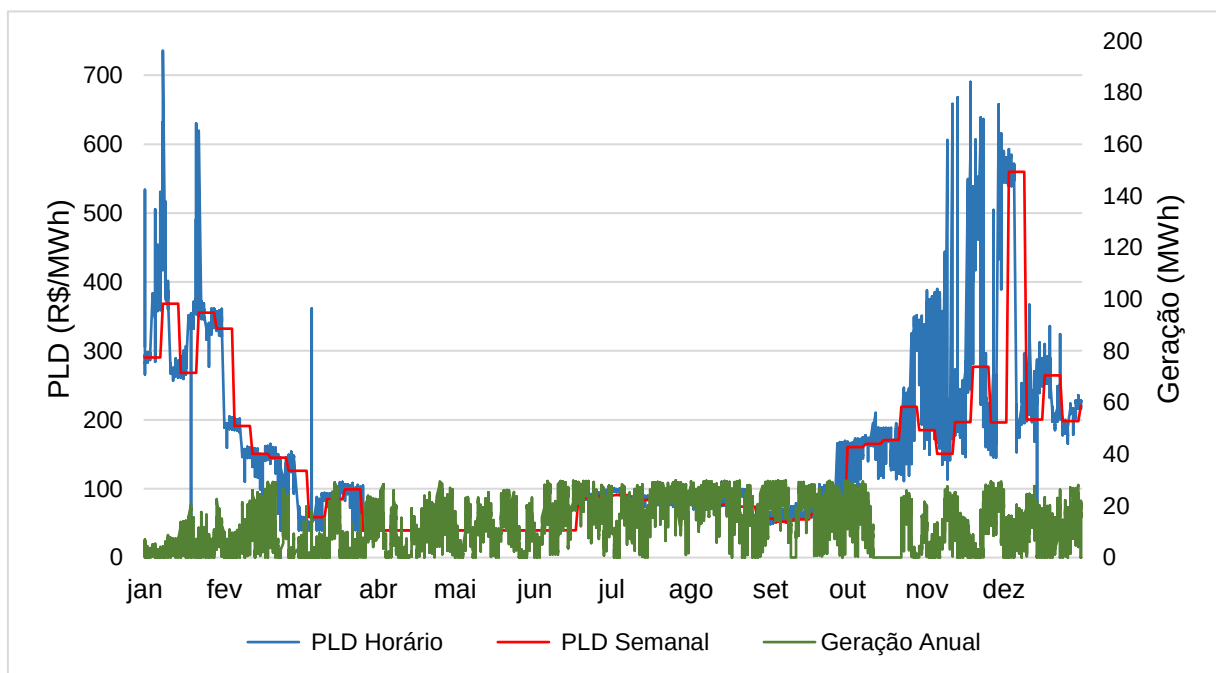
Por sua vez a base de dados de PLD horário foi retirada do site da CCEE (CCEE, 2021e), selecionando os dados de 2019 e 2020, apresentados na Figura 8 e Figura 9, com o intuito de simular possíveis receitas ou despesas para o agente no MCP. Além dos valores do preço, apresenta-se a geração do agente nas Figura 8 e Figura 9. Destaca-se que, apesar do PLD horário ter sido oficialmente implementado em 2021, nos anos de 2019 e 2020 seus valores foram publicados como sombra para o PLD horário.

Figura 8 - PLD Horário e PLD Semanal 2019



Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 9 - PLD Horário e PLD Semanal 2020



Fonte: Autoria própria (2021).

Na Figura 8 e Figura 9 é possível verificar a variabilidade entre os valores dos preços com diferentes granularidades, é nítido e esperado que o PLD horário oscile mais em relação ao PLD semanal. Assim, é de suma importância uma análise

mais crítica nos contratos de energia dos agentes do setor elétrico brasileiro, para avaliar possíveis ajustes ou alterações em suas estratégias de contratação.

Para as comparações de diferentes formas de valorar a energia (horária e semanal) foram simuladas duas situações do agente gerador no MCP: sem contrato (totalmente exposto ao MCP) e com um contrato *flat* no valor de sua Garantia Física (GF). Nesse sentido, a seguir apresentam-se os equacionamentos necessários para obtenção dos resultados da contabilização, cujos valores estão apresentados ao final do capítulo.

Inicialmente faz-se necessário obter o excedente ou déficit de energia no MCP para cada hora do dia para o agente gerador, conforme Equação 1.

$$ED_t = EG_t - EC_t \quad (1)$$

Em que:

ED_t : Excedente/Déficit de energia no MCP para o período t , em MWh,

EG_t : Energia gerada, no período t , em MWh,

EC_t : Energia contratada (vendida) para o período t , em MWh.

Vale destacar que o índice t é dado pelas horas do dia no ano, tanto para o PLD horário quanto semanal. No entanto, para esse último tem-se três patamares de carga (leve, médio e pesado) para cada semana do ano, assim os valores de PLD variam somente de um patamar para outro e não de hora em hora.

A Tabela 2 ilustra os patamares de carga utilizados no PLD semanal. Os feriados foram considerados de acordo com a Tabela 2, caso o feriado caísse em um dia de semana, considerou-se ele como dia útil, caso caísse no final de semana, considerou-se o feriado como dia não útil.

Tabela 2 - Patamares de carga

(continua)

Patamar de carga	Segunda a Sexta			Sábado e Domingo		
	A	B	C	A	B	C
00:00:00	leve	leve	leve	leve	leve	leve
01:00:00	leve	leve	leve	leve	leve	leve
02:00:00	leve	leve	leve	leve	leve	leve
03:00:00	leve	leve	leve	leve	leve	leve

Tabela 2 - Patamares de carga

(conclusão)

Patamar de carga	Segunda a Sexta			Sábado e Domingo		
	A	B	C	A	B	C
04:00:00	leve	leve	leve	leve	leve	leve
05:00:00	leve	leve	leve	leve	leve	leve
06:00:00	leve	leve	leve	leve	leve	leve
07:00:00	leve	leve	médio	leve	leve	leve
08:00:00	médio	médio	médio	leve	leve	leve
09:00:00	médio	médio	médio	leve	leve	leve
10:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
11:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
12:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
13:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
14:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
15:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
16:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
17:00:00	pesado	pesado	pesado	leve	leve	leve
18:00:00	médio	pesado	pesado	leve	médio	médio
19:00:00	médio	pesado	pesado	leve	médio	médio
20:00:00	médio	médio	pesado	médio	médio	médio
21:00:00	médio	médio	pesado	médio	médio	médio
22:00:00	médio	médio	médio	médio	leve	leve
23:00:00	médio	médio	médio	leve	leve	leve

Fonte: Adaptado de CCEE (2020).

Conforme pode-se observar, os valores de PLD semanal variam conforme os patamares e dependendo dos meses pode-se ter alteração da duração e deslocamento dos patamares. Assim, na Tabela 2 a letra 'A' se refere aos meses de novembro, dezembro, janeiro, fevereiro e março, a letra 'B' aos patamares para os meses de abril, setembro e outubro, e por fim a letra 'C' refere-se aos demais meses, maio, junho, julho e agosto.

Na sequência, calcula-se o débito ou crédito financeiro no MCP para cada hora, de acordo com a exposição determinada na Equação 1, conforme Equação 2.

$$DC_t = ED_t * PLD_t \quad (2)$$

Em que:

DC_t : Débito/Crédito financeiro no MCP para o período t , em R\$,

PLD : Valor do PLD, no período t , em R\$/MWh.

Por fim, para obter o resultado da contabilização no ano realiza-se o somatório dos valores de Débito/Crédito financeiro no MCP, conforme a Equação 3. Este somatório é realizado para o ano todo.

$$AMCP = \sum_{t=1}^T DC_t \quad (3)$$

Onde:

$AMCP$: Acumulado total no MCP, em R\$;

DC : Débito/Crédito no período t ;

T : número de períodos total de apuração.

Com os valores obtidos na Equação 3, é possível verificar as diferenças relativas entre o PLD horário e semanal no MCP, conforme Equação 4.

$$Diferença\ Relativa = \left(\frac{AMCP_{horário} - AMCP_{semanal}}{AMCP_{semanal}} \right) * 100 \quad (4)$$

Aplicando essas equações para os anos de 2019 e 2020, obtemos o resultado apresentando na Tabela 3, considerando o agente gerador sem contrato e com contrato *flat*. Os valores com sinal negativo são valores a pagar no MCP, os demais valores irão receber um valor monetário positivo no MCP. A diferença relativa é uma diferença percentual da exposição do PLD horário para o PLD semanal.

Tabela 3 - Resultados de contabilização para 2019 e 2020

Granularidade PLD	Resultado Acumulado Anual (R\$)		
	Semanal	Horária	Diferença Relativa (%)
Contrato <i>Flat</i> 2019	749.905,92	-652.805,12	-187,05
Contrato <i>Flat</i> 2020	-3.865.578,51	-4.298.675,18	11,20
Sem contrato 2019	20.099.320,46	23.717.646,64	18,00
Sem contrato 2020	11.994.385,99	12.325.553,35	2,76

Fonte: Autoria própria (2021).

De modo geral, considerando o contrato de venda *flat* o PLD semanal resulta em uma exposição mais vantajosa para o agente. Já o PLD horário gera um resultado superior ao PLD semanal quando é realizado a contabilização sem contrato.

Nesse sentido, pode-se perceber que, conforme esperado, uma diferente forma de valoração da energia pode afetar significativamente os resultados de contabilização do agente. Mesmo que considerando um tipo de contratação simples, contrato *flat*, pode-se observar uma diferença média de 87,92% para os dois anos do histórico com PLD semanal e horário sendo divulgados paralelamente. Independente se os resultados são melhores ou piores com o PLD é interessante notar a amplitude das diferenças, pois dependendo da oscilação dos preços pode-se ter um impacto negativo muito grande para o gerador. Assim torna-se ainda mais importante para o agente fazer uma eficiente gestão de seus contratos, pois os impactos à exposição no MCP podem ser amplificados com a adoção do PLD horário. Dessa forma, no próximo capítulo são exploradas diferentes alternativas de contratação para esse agente gerador, considerando desde a contratação *flat*, contratos modulados de diferentes formas e a valoração de prêmios de flexibilidade.

4 ESTUDO DE ALTERNATIVAS DE CONTRATAÇÃO COM PLD HORÁRIO

Conforme apresentado anteriormente, a granularidade do PLD horário faz com que o agente precise realizar uma eficiente gestão de seus contratos de energia, buscando um menor risco de exposição no MCP. Logo o intuito desse capítulo é analisar três tipos de gestão de contratos: a modulação de contratos, a flexibilização do montante contratado e a complementariedade de geração.

Vale destacar que se utiliza como premissa que o agente gerador é avesso ao risco, assim não são utilizadas métricas para avaliar o risco do agente, mas utilizados os valores médios dos cenários analisados. Neste caso, o objetivo é reduzir à exposição com os contratos ao MCP, calculando qual deve ser o preço ou o prêmio a ser definido com base na média dos cenários analisadas.

Para as propostas de modulação utiliza-se o histórico de geração do agente de 2015 a 2020 e com esses valores são determinadas modulações com diferentes intervalos de tempo, sazonal, mensal, semanal e horária. Ao fim são analisados os resultados da contabilização para 12 cenários diferentes e apresentadas sugestões de preços para os diferentes tipos de modulação.

Por sua vez, na análise de flexibilidade considera-se a opção de disponibilizar no contrato de venda a margem de 2% ou 5% no nível de contratação. Para simular esse tipo de funcionalidade no contrato utiliza-se o perfil de contratação de quatro ramos de atividades diferentes. A contabilização no MCP é determinada para 24 cenários e então apresentam-se os prêmios a serem cobrados para cada um dos perfis de carga e alternativas de flexibilidade.

Ao final do capítulo, discorre-se brevemente sobre outra alternativa para reduzir as exposições no MCP, fazendo o uso da complementariedade da geração com outros tipos de fontes. A diversificação do portfólio de ativos do agente reduz seus riscos e aumenta sua competitividade no mercado de energia elétrica.

4.1 Contratos Modulados

Quando um agente opta por ser inserido no ACL, o mesmo inicia um processo de contratação de energia elétrica, no qual, ele pode definir diversos pontos

contratuais bilateralmente, como por exemplo contratação *flat* ou por algum tipo de modulação, conforme foi apresentado no capítulo 2.

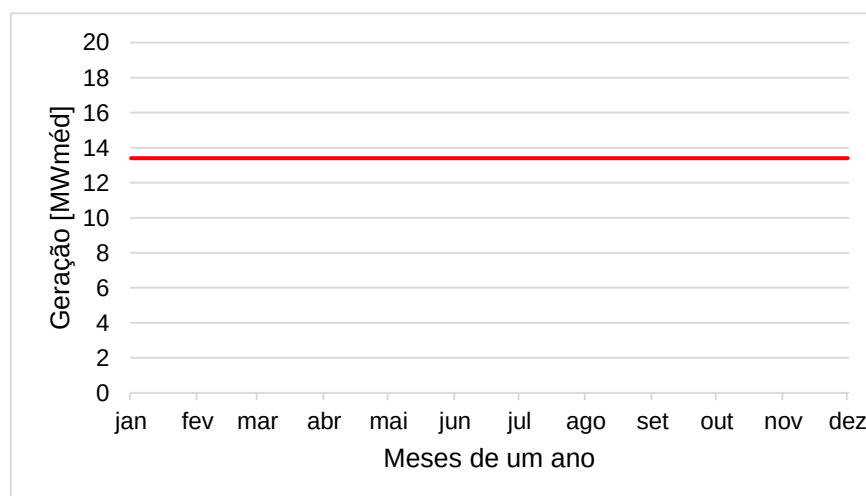
A seguir serão abordados os tipos de contratos com modulação *flat*, sazonal, mensal, semanal, horária e o cenário sem contrato bem como método de cálculo utilizado nos mesmos. Vale ressaltar que a energia média contratada é sempre igual ao valor da GF do agente, e que nas simulações foram retirados o dia 29 de todos os anos bissextos, com o propósito de obter simulações com apenas 365 dias para fim de contabilização.

Para comparar as alternativas de modulação são simulados 12 cenários de geração/PLD, 6 anos de geração combinados com 2 anos de PLD horário. Os resultados são analisados com o objetivo de definir o preço de contratação ou o prêmio a ser pago (desconto no contrato) para realizar o tipo de modulação desejado.

4.1.1 Contrato *Flat*

O contrato *flat* do agente é determinado com base no valor de sua GF, assumido neste trabalho como único lastro do agente. Assim, de acordo com as regras vigentes o montante que pode ser contratado (sem penalização) pelo gerador é igual ao valor que ele possui de lastro. Assim, para o contrato *flat* utiliza-se o valor de 13,4 MW médios, conforme ilustrado na Figura 10.

Figura 10 - Modulação *Flat*



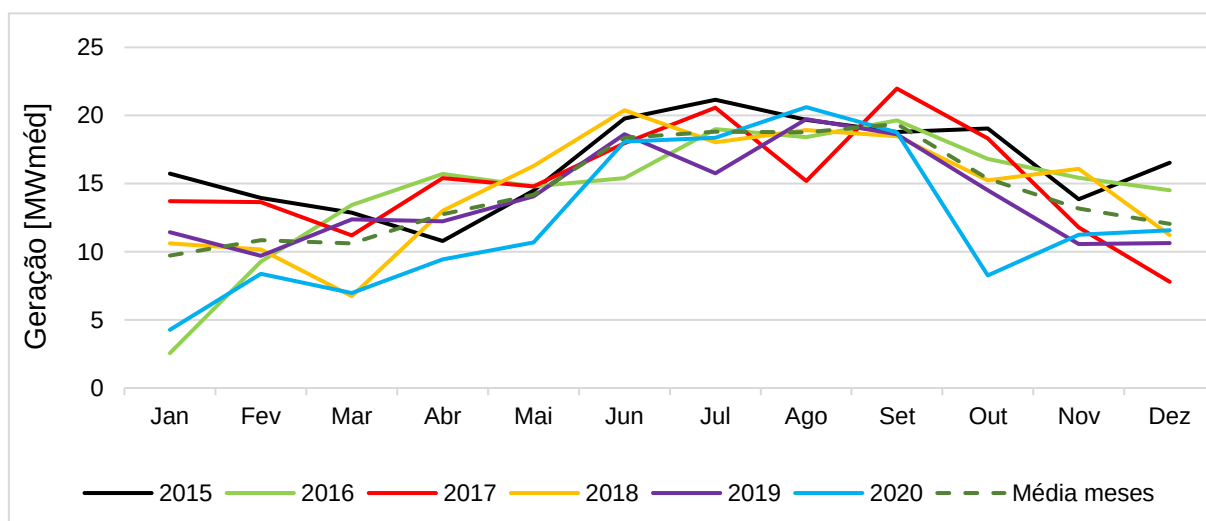
Fonte: Autoria própria (2021).

Destaca-se que para a contratação *flat* pode-se utilizar também o valor médio histórico de geração, neste caso, para os seis anos ter-se-ia um valor de 14,518 MW médios.

4.1.2 Contrato Modulação Sazonal

Com o intuito de observar uma sazonalidade ao longo dos anos e determinar o contrato com modulação sazonal, fez-se a média da geração em cada um dos meses, conforme a Figura 11, para os seis anos do histórico. Ou seja, somou-se a geração de todas as horas de cada mês e dividiu-se pelo total de horas do respectivo mês.

Figura 11 - Média mensal dos anos de geração



Fonte: Autoria própria (2021).

A Figura 11 mostra o valor médio mensal de geração para todos os seis anos, analisando o perfil de geração ao longo dos anos pode-se definir quatro períodos. O primeiro período é de janeiro a março, o segundo de abril a maio, o terceiro de junho até setembro e por fim o último período de outubro até dezembro. Para cada período calcula-se o valor médio de geração, por exemplo, realiza-se a média de todos os meses de janeiro a março para os seis anos de dados.

Além disso, vale ressaltar que, para garantir que todos os contratos tenham o mesmo valor médio de energia vendida, neste caso considerado igual ao valor da GF, como na contratação *flat*, deve-se fazer uma normalização nos valores obtidos anteriormente. Assim, após a determinação da modulação, independentemente de

como a energia é distribuída ao longo das horas, fez-se necessário realizar uma normalização nos valores, conforme Equação 5.

$$Valor_{Contrato} = \frac{Modt}{VMA} * GF \quad (5)$$

Onde:

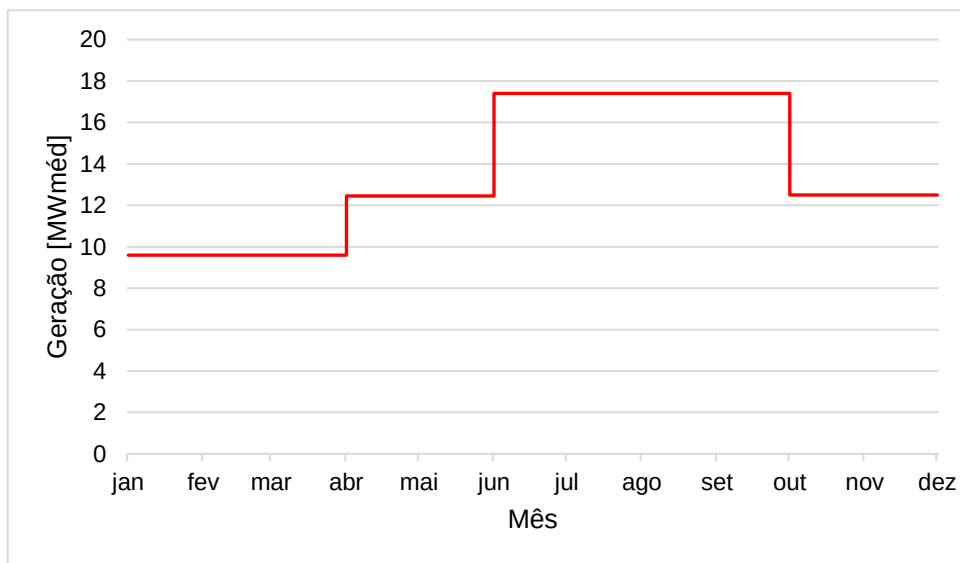
Modt: Modulação do contrato horária, para o período *t*, [MWh].

VMA: Valor médio anual da geração, [MWmédios]

GF: Valor da garantia física do agente, [MWmédios]

Assim, após a normalização dos valores para a modulação sazonal tem-se os resultados ilustrados na Figura 12 e apresentados mensalmente na Tabela 4.

Figura 12 - Modulação Sazonal



Fonte: Autoria própria (2021).

Tabela 4 - Modulação Sazonal

(continua)

Discretização Sazonal [2015-2020]	
Mês	Geração [MWméd]
1	9,595
2	9,595
3	9,595
4	12,455
5	12,455

Tabela 4 - Modulação Sazonal

(conclusão)

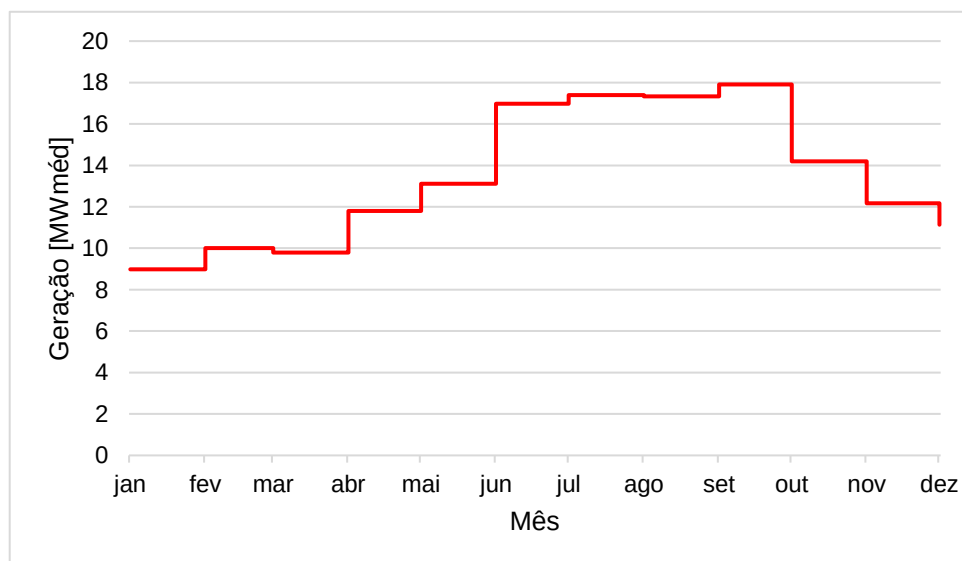
Discretização Sazonal [2015-2020]	
Mês	Geração [MWméd]
6	17,403
7	17,403
8	17,403
9	17,403
10	12,499
11	12,499
12	12,499

Fonte: Autoria própria (2021).

4.1.3 Contrato Modulação Mensal

Para determinar o contrato com a modulação mensal do agente, utiliza-se a média de cada mês para cada um dos anos do histórico de geração. Vale ressaltar que para os anos bissexos (2016 e 2020) foram retirados o vigésimo nono dia de fevereiro, para que todos os anos contenham 365 dias.

A Figura 13 exemplifica como ficou o contrato com modulação mensal para esse agente após a aplicação da normalização dos valores, conforme Equação 5, para o valor médio anual ser igual a GF do agente.

Figura 13 - Modulação Mensal

Fonte: Autoria própria (2021).

A Tabela 5 apresenta os valores de modulação sazonal calculados, já normalizados e ajustados conforme Equação 5 e apresentados na Figura 13.

Tabela 5 - Modulação Mensal

Discretização Mensal [2015-2020]	
Mês	Geração [MWmed]
1	8,983
2	10,004
3	9,798
4	11,793
5	13,116
6	16,976
7	17,389
8	17,337
9	17,908
10	14,202
11	12,164
12	11,130

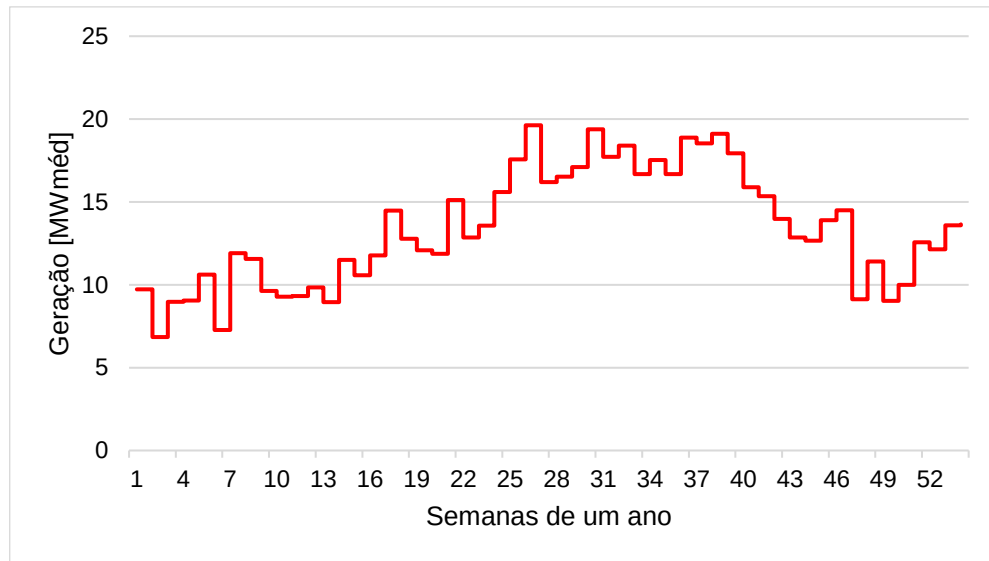
Fonte: Autoria própria (2021).

4.1.4 Contrato Modulação Semanal

Para determinar a modulação semanal do agente, faz-se a média de geração de cada semana para cada ano, e, na sequência, realiza-se a média das semanas considerando-se todos os seis anos. Por fim, a média de cada semana é replicada para todas as horas da respectiva semana, contabilizando um ano inteiro.

Vale ressaltar que foi considerado o início da semana no sábado, pois é quando se inicia a semana operativa para a CCEE.

A Figura 14 ilustra o contrato com modulação semanal para esse agente, já com a normalização dos valores, conforme Equação 5.

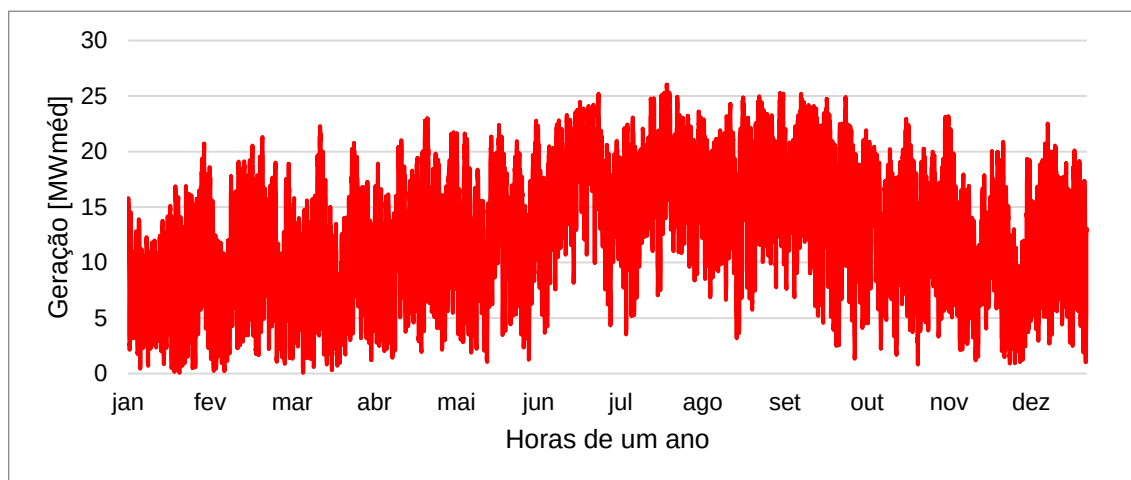
Figura 14 - Modulação Semanal

Fonte: Autoria própria (2021).

4.1.5 Contrato Modulação Horária

O contrato com modulação horária do agente é determinado com base na média de geração para cada hora, dos seis anos de geração (2015 até 2020).

A Figura 15 exemplifica como ficou o contrato com modulação horária para esse agente. Vale ressaltar que a modulação horária também foi normalizada conforme Equação 5.

Figura 15 - Modulação Horária

Fonte: Autoria própria (2021).

Destaca-se que a modulação horária exige uma grande discretização nos níveis determinados no contrato, o que poderia inviabilizar ou tornar a venda da energia impraticável, no entanto nesse trabalho utiliza-se essa modulação para fins de análise e comparação com as demais.

4.2 Análise de Contratos Modulados

Utilizou-se algumas premissas nas análises dos resultados, verifica-se os valores médios nas contabilizações sem considerar riscos ao agente. Os cenários realizados são combinações do histórico de 6 anos de geração do agente com os dois anos de PLD horário.

Inicialmente é feita a contabilização, conforme apresentado no Capítulo 4, utilizando a Equação 1, para obter a sobra ou o déficit de energia, para cada contrato. Em seguida, realiza-se a liquidação a PLD, ou seja, todo o valor de geração é liquidado a PLD no MCP. Na sequência com a Equação 2 obtém-se o valor em reais de débito ou crédito de energia elétrica que o agente receberia ou pagaria no MCP. Por fim, calcula-se o valor acumulado do ano com a Equação 4 para todos os contratos modulados.

Dessa forma, os contratos modulados são simulados para 12 cenários diferentes (6 anos de geração e 2 anos de PLD horário), conforme Tabela 6.

Tabela 6 - Definição de cenários

Cenário	Geração/PLD
1	2015/2019
2	2015/2020
3	2016/2019
4	2016/2020
5	2017/2019
6	2017/2020
7	2018/2019
8	2018/2020
9	2019/2019
10	2019/2020
11	2020/2019
12	2020/2020

Fonte: Autoria própria (2021).

Os resultados para todos os contratos estão apresentados na Tabela 7. A primeira coluna mostra o acumulado da modulação horária, para todos os 12 cenários de análise. Na segunda linha desta coluna, por exemplo, mostra o acumulado para o ano de geração de 2015 e o PLD horário de 2019, conforme definições de cenários expostos na Tabela 6. Vale ressaltar que a última linha da Tabela 7 é a média dos 12 cenários para cada contrato modulado.

Tabela 7 - Acumulado anual com contratos modulados em R\$

Cenários	Mod. Horária	Mod. Semanal	Mod. Mensal	Mod. Sazonal	Flat	Sem Contrato
1	6.635.132,49	6.368.444,65	6.544.449,27	6.786.518,35	5.861.789,60	28.107.467,11
2	5.474.695,19	5.038.694,33	4.964.152,02	4.838.133,86	3.632.539,20	19.935.017,48
3	3.300.783,50	3.034.095,66	3.210.100,28	3.452.169,36	2.527.440,61	28.551.285,73
4	1.192.796,73	756.795,86	682.253,56	556.235,39	-649.359,27	18.489.115,65
5	3.836.188,60	3.569.500,75	3.745.505,38	3.987.574,46	3.062.845,71	27.895.831,94
6	2.399.412,16	1.963.411,29	1.888.868,99	1.762.850,82	557.256,16	18.823.228,71
7	2.236.669,41	1.969.981,57	2.145.986,19	2.388.055,27	1.463.326,52	27.536.216,97
8	2.659.323,55	2.223.322,68	2.148.780,38	2.022.762,21	817.167,55	19.808.874,52
9	939.279,35	672.591,51	848.596,13	1.090.665,21	165.936,46	27.396.377,45
10	354.490,51	-81.510,36	-163.566,19	-282.070,83	-1.487.665,49	18.400.205,98
11	-3.064.782,62	-3.331.470,46	-3.155.465,83	-2.913.396,75	-3.838.125,51	27.108.402,03
12	-2.392.464,33	-2.828.465,20	-2.903.007,50	-3.029.025,67	-4.234.620,32	18.143.510,57
média	1.964.293,71	1.612.949,36	1.663.054,39	1.721.705,97	656.544,27	23.349.627,84

Fonte: Autoria própria (2021).

Analisando a Tabela 7 é possível verificar que se o gerador não fizesse contrato algum, em média, receberia no MCP R\$ 23.349.627,84, o que seria o equivalente a ter um preço de 198,92 R\$/MWh (considerando a GF e a quantidade de horas em um ano). Assim, esse seria o preço que, em média, o agente estaria vendendo sua energia se não fizesse contrato algum para os 12 cenários analisados.

Tomando como referência os valores sem contrato o agente pode definir os preços de seu contrato para as diferentes alternativas de modulação, com base na média dos 12 cenários, conforme Equação 6. A Tabela 8 representa os valores que o agente poderia cobrar para reduzir sua exposição no MCP.

$$Preço = \frac{MAAsc - MAA}{13,4 * 24 * 365} \quad (6)$$

Onde:

MAAsc: Média acumulado anual sem contrato, [R\$].

MAA: Média acumulado anual, [R\$].

Tabela 8 - Prêmio de contratos modulados

Tipo de Contrato	Mod. Horária	Mod. Semanal	Mod. Mensal	Mod. Sazonal	Flat
Prêmio [R\$/MWh]	182,18	185,18	184,75	184,25	193,32

Fonte: Autoria própria (2021).

Analisando a Tabela 8 pode-se concluir, que os valores tendem a diminuir conforme energia contratada fica mais modulada à geração do agente, diminuindo a exposição do agente no MCP. Essa modulação é uma vantagem para o gerador, o que incentiva ele a cobrar um preço menor, pois menores são os valores gastos, em média, com a exposição ao MCP, para que os compradores aceitem seguir esse perfil de modulação.

Entretanto, vale destacar que isso pode ser uma desvantagem, pois o agente poderia ganhar dinheiro no MCP, valor recebido pelo risco assumido. Todavia, como premissa está sendo considerado que o agente é avesso ao risco, reduzindo assim chances de perdas como também de ganhos maiores.

Além da modulação do contrato, outro mecanismo que pode vir a ser mais utilizado com a adoção do PLD horário é a disponibilização de flexibilização no montante contratado. Nesse sentido, no próximo tópico são analisadas algumas formas de flexibilidade em contratos de energia.

4.3 Flexibilidade de Contratos

Nesse tópico abordou-se uma modulação *flat*, porém adicionando uma flexibilização de 2% e 5% no contrato *flat*, com isso o agente pode disponibilizar duas opções de contratos com percentuais diferentes de flexibilização.

Para realizar a flexibilização de contrato é necessário ter um perfil de carga, nesse sentido foram utilizados dados de carga típicos, extraídos do site da CCEE para alguns ramos de atividades. Na sequência foram analisados 24 cenários para os perfis de cargas selecionados (6 anos de geração, 2 anos de PLD horário e 2 anos de perfil de carga), conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Definição de cenários para flexibilização

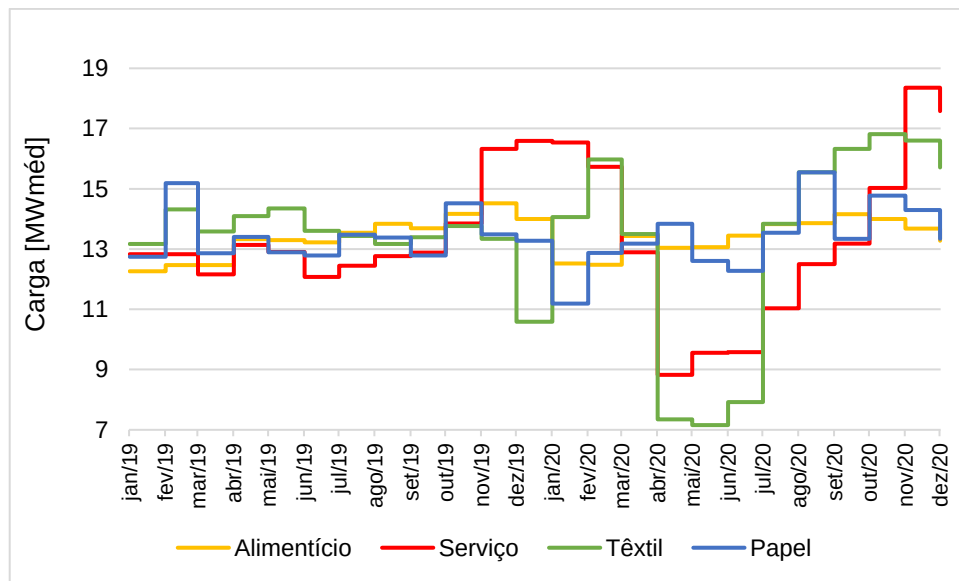
Cenário	Geração/PLD/Perfil
1	2015/2019/2019
2	2015/2020/2019
3	2016/2019/2019
4	2016/2020/2019
5	2017/2019/2019
6	2017/2020/2019
7	2018/2019/2019
8	2018/2020/2019
9	2019/2019/2019
10	2019/2020/2019
11	2020/2019/2019
12	2020/2020/2019
13	2015/2019/2020
14	2015/2020/2020
15	2016/2019/2020
16	2016/2020/2020
17	2017/2019/2020
18	2017/2020/2020
19	2018/2019/2020
20	2018/2020/2020
21	2019/2019/2020
22	2019/2020/2020
23	2020/2019/2020
24	2020/2020/2020

Fonte: Autoria própria (2021).

Para as simulações foram considerados os 6 anos de geração do agente gerador eólico, conforme dados retirados do ONS (ONS, 2021a), os 2 anos de PLD horário, conforme dados retirados da CCEE (CCEE, 2021e), e o valor de contrato foi feito com base no banco de dados disponibilizado no simulador de PLD horário nos ramos de atividades (CCEEf, 2021). Para acessar os dados utilizados nas simulações é necessário selecionar os meses de 2019 e 2020, o submercado utilizado foi o nordeste, tendo em vista que a usina eólica utilizada na simulação faz parte do mesmo submercado, os ramos de atividades selecionados foram: alimentício, serviço, têxtil e papel.

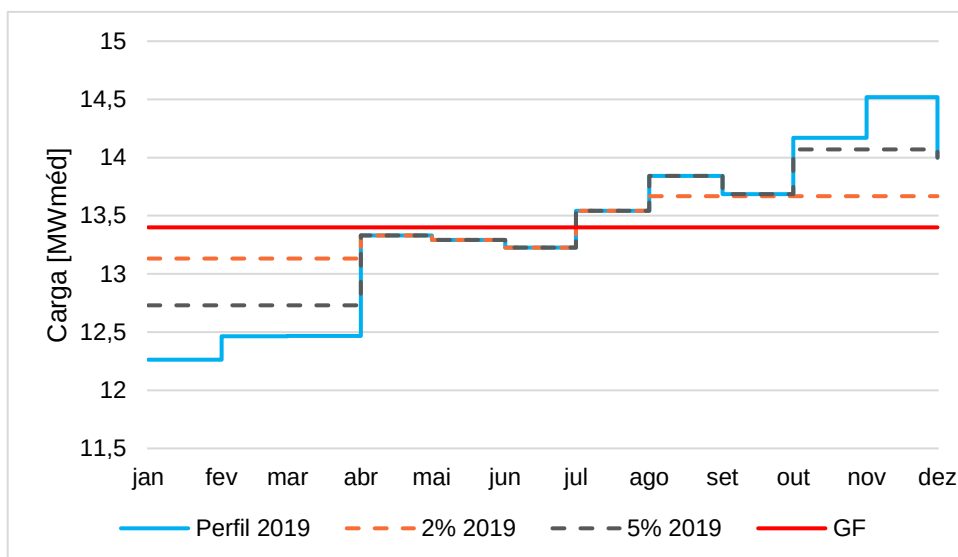
A Figura 16 ilustra a carga dos agentes dos ramos alimentício, serviço, têxtil e papel para o ano de 2019 e 2020. Há uma variabilidade na carga dos perfis selecionados, a fim de verificar os prêmios de contratos com flexibilidade.

Figura 16 - Carga dos ramos de atividades

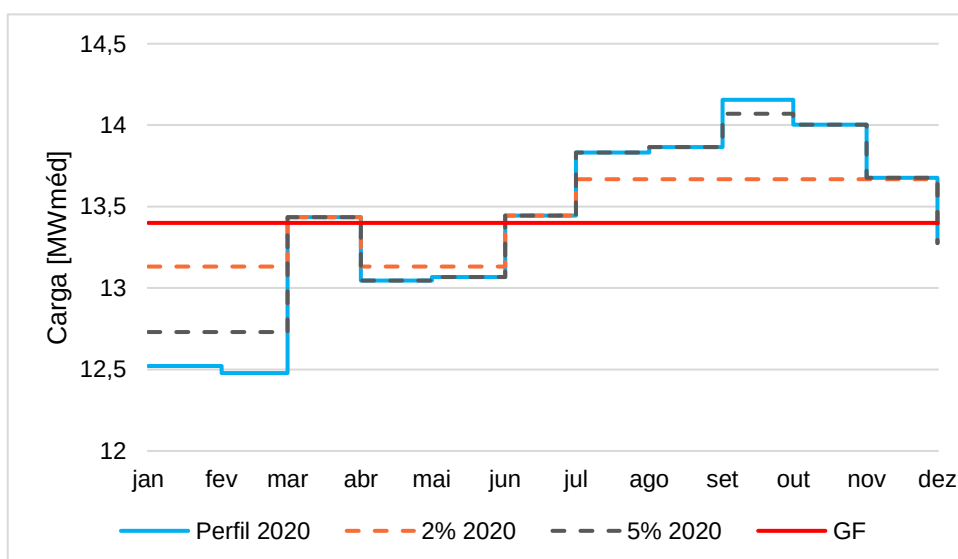


Fonte: Autoria própria (2021).

O contrato base utilizado para a flexibilização é um contrato *flat* (no valor da GF do agente gerador), apresentado na seção anterior. Assim, para os quatro ramos de atividades foi simulada uma flexibilização de 2% e 5%, que de acordo com o perfil da carga, pode alterar os resultados do agente gerador no MCP. Na Figura 17 e na Figura 18 ilustra-se o perfil de carga do ramo alimentício para 2019 e 2020, respectivamente. As linhas pontilhadas no gráfico indicam qual seriam os requisitos do agente gerador para cada mês analisado, variando de acordo com o perfil da carga e a porcentagem de flexibilização permitida.

Figura 17 - Flexibilização de contrato no ramo alimentício 2019

Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 18 - Flexibilização de contrato no ramo alimentício 2020

Fonte: Autoria própria (2021).

Após a simulação desses contratos com flexibilização de 2% e 5%, verificam-se os resultados da exposição no MCP, conforme a Tabela 10 e Tabela 11.

A terceira linha da Tabela 10, por exemplo é o resultado do acumulado para o ano de geração de 2015, o PLD horário de 2019 e a carga de 2019, conforme definições de cenários expostos na Tabela 9. Vale ressaltar que a última linha da Tabela 10 e Tabela 11 é a média dos 24 cenários para cada contrato com flexibilização.

Tabela 10 - Resultados acumulados com flexibilização (parte 1)

Cenários	Alimentício [R\$]		Papel [R\$]	
	2%	5%	2%	5%
1	5.721.661,91	5.624.542,40	5.858.586,28	5.821.330,04
2	3.501.624,03	3.345.689,94	3.670.891,41	3.712.225,65
3	2.387.312,92	2.290.193,41	2.524.237,29	2.486.981,05
4	-780.274,44	-936.208,53	-611.007,05	-569.672,81
5	2.922.718,02	2.825.598,50	3.059.830,71	3.022.827,16
6	426.340,99	270.406,90	595.608,37	636.942,61
7	1.323.198,83	1.226.079,31	1.460.123,20	1.422.866,96
8	686.252,38	530.318,29	855.519,77	896.854,01
9	25.808,77	-71.310,75	162.733,14	125.476,90
10	-1.618.580,66	-1.774.514,75	-1.449.313,27	-1.407.979,03
11	-3.978.253,20	-4.075.372,71	-3.841.328,82	-3.878.585,07
12	-4.365.535,49	-4.521.469,58	-4.196.268,11	-4.154.933,87
13	5.752.801,39	5.711.741,96	5.807.609,29	5.660.544,50
14	3.558.895,22	3.575.235,39	3.597.442,27	3.509.442,64
15	2.418.452,40	2.377.392,97	2.473.260,30	2.326.195,51
16	-723.003,24	-706.663,08	-684.456,20	-772.455,82
17	2.953.857,50	2.912.798,06	3.008.665,39	2.861.600,61
18	483.612,19	499.952,35	522.159,23	434.159,60
19	1.354.338,31	1.313.278,87	1.409.146,21	1.262.081,42
20	743.523,58	759.863,74	782.070,62	694.071,00
21	56.948,25	15.888,82	111.756,15	-35.308,64
22	-1.561.309,46	-1.544.969,30	-1.522.762,42	-1.610.762,04
23	-3.947.113,72	-3.988.173,15	-3.892.305,82	-4.039.370,61
24	-4.308.264,30	-4.291.924,13	-4.269.717,26	-4.357.716,88
média	543.125,51	473.682,29	643.020,03	585.283,95

Fonte: Autoria própria (2021).

Tabela 11 - Resultados acumulados com flexibilização (parte 2)

(continua)

Cenários	Serviço [R\$]		Têxtil [R\$]	
	2%	5%	2%	5%
1	6.016.872,05	6.169.656,37	5.744.319,93	5.583.371,73
2	3.621.846,26	3.586.543,45	3.648.890,76	3.642.263,67
3	2.682.523,06	2.835.307,37	2.409.970,94	2.249.022,73
4	-660.052,20	-695.355,01	-633.007,71	-639.634,79
5	3.217.928,16	3.370.712,47	2.945.376,04	2.784.427,83
6	546.563,23	511.260,41	573.607,72	566.980,64
7	1.618.408,97	1.771.193,28	1.345.856,85	1.184.908,64
8	806.474,62	771.171,81	833.519,11	826.892,03
9	321.018,91	473.803,22	48.466,79	-112.481,42
10	-1.687.464,59	-1.533.661,23	-1.471.313,93	-1.477.941,01

Tabela 11 - Resultados acumulados com flexibilização (parte 2)

(conclusão)

Cenários	Serviço [R\$]		Têxtil [R\$]	
	2%	5%	2%	5%
11	-3.683.043,06	-3.530.258,74	-3.955.595,18	-4.116.543,38
12	-4.245.313,26	-4.280.616,07	-4.218.268,77	-4.224.895,85
13	5.778.852,33	5.566.640,64	5.460.379,31	4.914.070,32
14	3.432.740,09	3.100.705,08	3.308.894,03	2.848.678,08
15	2.444.503,34	2.232.291,65	2.126.030,32	1.579.721,33
16	-849.158,37	-1.181.193,39	-973.004,44	-1.433.220,39
17	2.979.908,44	2.767.696,74	2.661.435,41	2.115.126,42
18	357.457,06	25.422,04	233.610,99	-226.604,96
19	1.380.389,25	1.168.177,55	1.061.916,22	515.607,24
20	617.368,45	285.333,43	493.522,38	33.306,43
21	82.999,19	-129.212,51	-235.473,83	-781.782,82
22	-1.687.464,59	-2.019.499,61	-1.811.310,66	-2.271.526,61
23	-3.921.062,77	-4.133.274,47	-4.239.535,80	-4.785.844,79
24	-4.434.419,43	-4.766.454,45	-4.558.265,49	-5.018.481,45
média	614.078,13	515.266,25	450.000,87	156.475,82

Fonte: Autoria própria (2021).

O agente eólico pode definir os parâmetros de seu contrato, com base na média dos 24 cenários, a Tabela 10 e a Tabela 11 representam os valores para cada contrato que o agente poderia estar cobrando por aumentar sua exposição no MCP em decorrência da flexibilidade oferecida.

Com os resultados foi possível calcular o prêmio para cada contrato de energia elétrica, determinado pela diferença entre os resultados no MCP com a flexibilização e o contrato *flat*. Os resultados são apresentados na Tabela 12, considerando um valor mensal, ou seja, o valor que o agente gerador deverá cobrar como um prêmio para disponibilizar a flexibilidade no contrato.

Tabela 12 - Prêmio mensal de contratos com flexibilização em R\$

Alimentício		Papel		Serviço		Têxtil	
2%	5%	2%	5%	2%	5%	2%	5%
9.451,56	15.238,50	1.127,02	5.938,36	3.538,84	11.773,17	17.211,95	41.672,37

Fonte: Autoria própria (2021).

Como pode ser observado, quanto maior a porcentagem (margem) de flexibilização, maior é o prêmio cobrado no contrato. O perfil de carga têxtil é o que apresenta os maiores valores de prêmio, pois apresenta maior volatilidade no consumo, exigindo um maior requisito do agente gerador, aumentando sua exposição

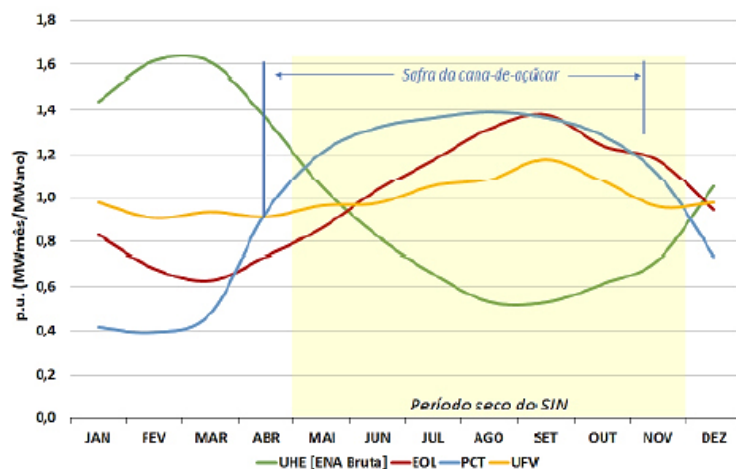
e conseqüentemente o prêmio de risco. Por outro, lado o perfil de carga de indústria de papel apresenta valores mais *flat*, permitindo, na média, a cobrança de um menor valor de prêmio mensal.

4.4 Complementação de Geração

Além das duas formas de gestão de contratos apresentados anteriormente, uma terceira estratégia de gestão é a complementação de geração. Neste caso, o objetivo é mitigar a exposição ao MCP incrementando seu portfólio de empreendimentos. Destaca-se que neste caso, incorrem-se de custos de investimentos, mas a ideia do trabalho é analisar possíveis fontes de geração que serviriam como complementares para o agente gerador eólico analisado.

O Brasil possui uma grande diversidade em sua capacidade instalada, principalmente pelo aumento de fontes renováveis como eólica e solar, assim atualmente não existe fonte que seja solução única de geração para suprir a carga do país. Tendo em vista isso, vale ressaltar que as fontes de geração renováveis, depende de fenômenos físicos, como o sol, a chuva e o vento, sua produção apresenta características de sazonalidade e intermitência, decorrentes de haver ou não recursos para geração de energia elétrica, (ARTHOU; BOGOSSIAN, 2018), conforme apresentado na Figura 19 abaixo.

Figura 19 - Complementação de geração de energia elétrica

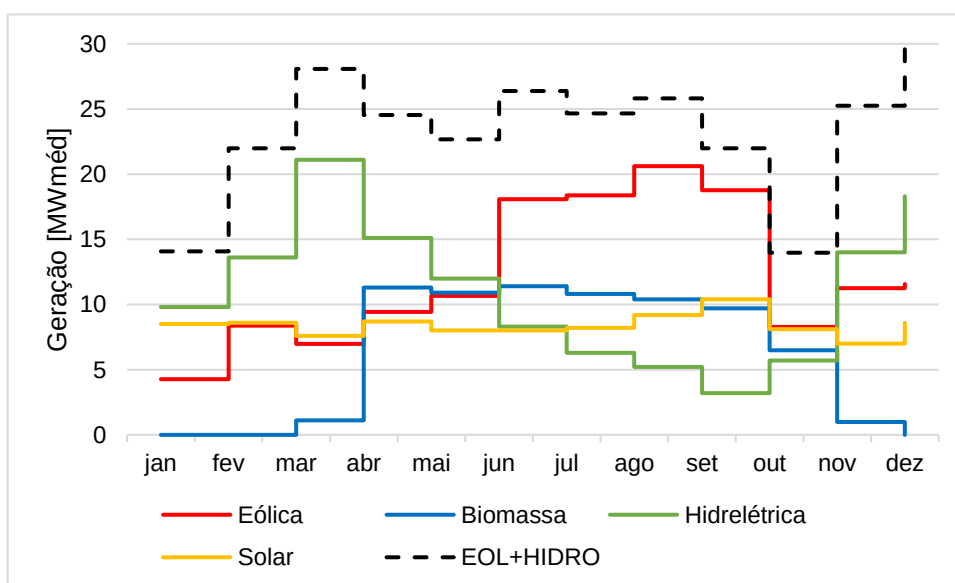


Fonte: ONS, (2019).

Na Figura 19 é possível verificar a complementariedade anual de diversas fontes de geração de energia elétrica apresentadas no Plano da Operação Energética (PEN) 2019-2023, (eólica em vermelho, fotovoltaica em amarelo, hidrelétrica em verde e pequenas centrais térmicas, oriundas de biomassa de cana de açúcar em azul) ao longo do ano. Analisando o caso do gerador eólico (curva em vermelho) o mesmo possui uma geração maior no período seco que é de junho até início de dezembro, e no período úmido, de janeiro a início de maio, a geração eólica é reduzida. Justamente nesse período que é possível fazer uma complementariedade para essa fonte, utilizando a usina hidrelétrica em verde, por exemplo, que gera mais no período úmido e complementaria a geração para o agente eólico.

A seguir foram analisadas em específico algumas fontes individuais de geração, a usina (Barra da Paciência) hidrelétrica (Pequena Central Geradora – PCH) em verde, a eólica (Macaúbas) em vermelho, a térmica a biomassa (Colombo Ariranha 2) em azul e a fotovoltaica (Bom Jesus da Lapa I) em amarelo, fez-se uma análise anual, com base nas médias dos meses para o ano 2020 de geração, os dados foram retirados do site do ONS (ONS, 2021a). Pode-se verificar as curvas de gerações na Figura 20. Vale destacar que nessa análise as usinas não são do mesmo submercado.

Figura 20 - Complementação de geração de energia elétrica para 2020



Fonte: Autoria própria (2021).

Verifica-se que há uma semelhança entre a Figura 19 e a Figura 20. A usina de fonte de geração hidrelétrica (curva em verde) é uma ótima opção de

complementação de geração para o agente gerador eólico (curva em vermelho). A curva pontilhada em preto representa a soma da curva em vermelho e a curva em verde, com o portfólio das duas fontes, a volatilidade da geração total é bem menor, em média, ao longo do ano, reduzindo a exposição do agente.

Destaca-se que para uma análise considerando risco, deve haver um maior histórico de geração para realizar uma análise mais confiável. Para fim de visualização, considerou-se apenas um ano de análise de geração. Essa complementariedade de fontes de geração é uma outra opção para a mitigação de risco do agente. Fazendo com que o mesmo fique menos exposto no MCP.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou uma metodologia para analisar algumas gestões de contratos bilaterais, com o intuito de verificar os riscos do agente do estudo de caso no MCP, com a implementação da precificação horária no Brasil.

Buscou-se compreender e analisar as modificações nas regras do mercado, na diferença da contabilização no MCP entre o PLD semanal e o PLD horário, de acordo com o primeiro e segundo objetivos específicos do trabalho. Foi analisado um tipo de contratação *flat* e a liquidação no MCP valorada ao PLD, verifica-se conforme esperado, que uma diferente forma de valoração da energia pode afetar significativamente os resultados de contabilização do agente, sendo bastante importante uma eficiente gestão de seus contratos.

Posteriormente foi apresentada a segunda parte de análises do trabalho, a finalidade foi avaliar três tipos de gestão de contratos: a modulação, a flexibilização de contratos e a complementação de ativos de geração no portfólio do agente, que está de acordo com o terceiro objetivo do trabalho. Inicialmente foi realizada a contabilização anual para alguns tipos de modulação, considerando 12 cenários. Como esperado, os valores cobrados pela energia são reduzidos, ao passo que a energia contratada fica mais modulada de acordo com a geração do agente, diminuindo assim a exposição do agente gerador.

Por fim, avaliou-se a flexibilização de contratos, para 24 diferentes cenários, para isso foram utilizados alguns perfis de carga. Verifica-se que quanto maior a flexibilidade, maior é o prêmio a ser cobrado por contrato. As duas análises de gestão de contratos, modulados e com flexibilidade, vão ao encontro com o segundo e o terceiro objetivos específicos do trabalho.

Por fim, para a complementariedade de geração do agente, a ideia foi buscar por ativos de geração capazes de complementar a geração do agente eólico do estudo de caso. Verifica-se que a curva da hidroelétrica é uma boa opção de complementação de geração para a curva do agente eólico, fazendo com que o agente possua uma geração praticamente *flat* ao longo do ano, reduzindo sua exposição no MCP.

Destaca-se que o trabalho atingiu o objetivo geral de apresentar ações que possam contribuir com o gerenciamento estratégico de contratos, visando a mitigação de riscos por meio de contratos modulados, flexibilização de contratos, complementação de geração e/ou inclusão de prêmios de energia de forma a reduzir as exposições negativas dos agentes no MCP.

Ademais, para trabalhos futuros, é possível realizar os estudos utilizando um histórico de geração maior, a fim de verificar os resultados em um horizonte mais longo de estudo. Também seria interessante considerar algum risco adicional ao agente gerador eólico, além dos que foram consideradas neste trabalho.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa nº 622 de 22 de agosto de 2014**. Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas ANEEL 453, de 18.10.2011, e 109, de 26.10.2004; e revoga as Resoluções Normativas ANEEL 437, 24.05.2011, e 531, de 21.12.2012. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=65&data=22/08/2014> Acesso em: 19 mar. 2021.

ARTHOU, Alan Paes Leme; BOGOSSIAN, Francis. **Geração de energia elétrica, como complementar as renováveis?** 2018. Disponível em: <http://portalclubedeengenharia.org.br/2018/03/20/geracao-de-energia-eletrica-como-complementar-as-renovaveis/>. Acesso em: 23 jun. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Medida Provisória nº 998 de 01 de setembro de 2020**. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear representativas do capital social das Indústrias Nucleares do Brasil S.A. e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A e dá outras providências. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-998-de-1-de-setembro-de-2020-275411163> Acesso em: 8 abr. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 514 de 27 de dezembro de 2018**. Dispõe sobre a Modernização do Setor Elétrico. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 dez. 2018, nº 249, Seção 1, p.443. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=28/12/2018&jornal=515&pagina=443> Acesso em: 03 mai. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm Acesso em: 8 abr. 2021.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto; HUBNER, Nelson; DANTAS, Guilherme; ROSENAL, Rubens. **A Formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro**. GESEL: Texto de Discussão do Setor Elétrico TDSE nº 62, Rio de Janeiro, v. 68, n. 134, p. 1-68, nov. 2014. Disponível em: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf. Acesso em: 31 mar. 2021.

CCEE. **Entenda o Modelo Brasileiro**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afLoop=36142235633252&_adf.ctrl-

state=1b8pg8n378_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D36142235633252%26_adf.ctrl-state%3D1b8pg8n378_5 Acesso em: 6 mar. 2021b.

CCEE. InfoMercado Mensal. Disponível em:

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=17bp3kawat_1&_afrLoop=306232203159278#!%40%40%3F_afrLoop%3D306232203159278%26_adf.ctrl-state%3D17bp3kawat_5)

state=17bp3kawat_1&_afrLoop=306232203159278#!%40%40%3F_afrLoop%3D306232203159278%26_adf.ctrl-state%3D17bp3kawat_5 Acesso em: 12 jun. 2021e.

CCEE. Metodologia de Preços. Disponível em:

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_adf.ctrl-](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_adf.ctrl-state=u6k9lq8ww_36&_afrLoop=70400324307176#!%40%40%3F_afrLoop%3D70400324307176%26_adf.ctrl-state%3Du6k9lq8ww_40)

state=u6k9lq8ww_36&_afrLoop=70400324307176#!%40%40%3F_afrLoop%3D70400324307176%26_adf.ctrl-state%3Du6k9lq8ww_40 Acesso em 03 mai. 2021c.

CCEE. Preços. Disponível em:

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afrLoop=303688148823435&_adf.ctrl-](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afrLoop=303688148823435&_adf.ctrl-state=ii3k3vstj_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D303688148823435%26_adf.ctrl-state%3Dii3k3vstj_5)

state=ii3k3vstj_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D303688148823435%26_adf.ctrl-state%3Dii3k3vstj_5 Acesso em: 12 jul. 2021d.

CCEE. Preços Semanais. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/preco_adm/precos/semanal/ Acesso em: 8 abr. 2021a.

CCEE. Visão Geral das Operações na CCEE. 2010. Disponível em:

https://www.grancursospresencial.com.br/novo/upload/VISAO_GERAL_OPERACAO_14_05_2010_20100514154651.pdf Acesso em: 8 abr. 2021.

CCEE. Simulador mensura impactos do PLD horário nos ramos de atividade com dados históricos. Disponível em:

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_662915&_afrLoop=448675154736335&_adf.ctrl-state=16ytconold_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_662915%26_afrLoop%3D448675154736335%26_adf.ctrl-state%3D16ytconold_5)

opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_662915&_afrLoop=448675154736335&_adf.ctrl-

state=16ytconold_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_662915%26_afrLoop%3D448675154736335%26_adf.ctrl-state%3D16ytconold_5 Acesso em: 10 set. 2021f.

ENEL. O PLD horário e os impactos para o Mercado Live de Energia. 2020.

Disponível em: <https://www.enelenergialivre.com.br/conteudos/o-pld-horario-e-os-impactos-para-o-mercado-livre-de-energia/> Acesso em: 8 abr. 2021.

EPE. Matriz Energética e Elétrica. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#TOPO>. Acesso em: 5 jan. 2021.

EPE. BEN 2008: Balanço Energético Nacional. Brasília: 2008. 246 p. Disponível

em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-135/topico-110/Relat%C3%B3rio%20Final%202008.pdf)

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-135/topico-110/Relat%C3%B3rio%20Final%202008.pdf. Acesso em: 15 nov. 2021.

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo soc.**, São Paulo, v. 15, n. 2, p. 219-235, nov. 2003.

Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-20702003000200009&lng=pt&nrm=iso. Acesso em: 31 mar. 2021.

MARQUES, Fernando J. **Preço Horário: entenda a mudança de cálculo do PLD**. 2020. Disponível em: <https://energiaarion.com.br/2020/05/07/preco-horario-entenda-a-mudanca-de-calculo-do-pld/>. Acesso em: 15 nov. 2021.

MEDEIROS, Lúcio de. **Previsão do Preço Spot no Mercado de Energia Elétrica**. 2003. 144 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/>. Acesso em: 06 mar. 2021.

OLIVEIRA, Claudia Rech de. **Estudo do futuro preço horário de energia e seu efeito sobre os contratos de consumidores livres no setor elétrico brasileiro**. 2020. 93 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10183/218027>. Acesso em: 31 mar. 2021.

ONS. **Geração de Energia**. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 3 mar. de 2021a.

ONS. **Modelo DESSEM traz maior eficiência e transparência ao setor**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20200101-onsimplantanovomodelodeprogramacao.aspx> Acesso em: 16 mar. 2021b.

ONS. **Sobre o ONS governança**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/governanca/assembleia-geral#:~:text=Agentes%20de%20Transmiss%C3%A3o%3A%20Agentes%20detentores,com%20instala%C3%A7%C3%B5es%20na%20rede%20b%C3%A1sica.&text=Contratam%20servi%C3%A7os%20de%20transmiss%C3%A3o%20de,Operador%20Nacional%20do%20Sistema%20El%C3%A9trico>. Acesso em: 8 abr. de 2021c.

ONS. **PEN 2019: sumário executivo**. Rio de Janeiro: Gerência Executiva de Relacionamento Institucional e Comunicação, 2019. 36 p. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf. Acesso em: 10 out. 2021.

PSR, **WEBINAR PLD horário no Brasil**. Direção e produção: Edmundo Grune e Rodrigo Novaes. 1 vídeo (1 h e 45 min). Rio de Janeiro: [s.n.], [s.d]. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=-gBdHu87rbQ&t=5617s>. Acesso em: 02 set. 2020. Vídeo online (105'27")

SOUSA, Jéssica da Silva. **AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA IMPLANTAÇÃO DO PLD HORÁRIO NO RESULTADO DO MERCADO DE CURTO PRAZO**. 2020. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10031378.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2021.

TOLMASQUIM, Mauricio T., GUERREIRO, Amilcar e GORINI, Ricardo. **Matriz energética brasileira: uma prospectiva**. Novos estudos CEBRAP [online]. 2007, n. 79. pp. 47-69. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/nec/a/HHYKXDgchzv4n4gNfRhqnwK/abstract/?lang=pt>. Acesso em: 10 jul. 2021.