

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**Modernização do Setor Elétrico Brasileiro: Uma
Análise Sobre o Mecanismo de Realocação de
Energia (MRE) e a Separação da Contratação
de Lastro e Energia**

João Pedro de Lima Costa

Brasília, novembro de 2020

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Modernização do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Sobre o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a Separação da Contratação de Lastro e Energia

João Pedro de Lima Costa

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo, UnB/ Dep.
Eng. Ele. (Orientador)

Prof. Dr. Fernando Cardoso de Melo, UnB/Eng. Ele.

Dr. Matheus Palma Cruz, ANEEL.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais,
Antonio e Wanda.

Agradecimento

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus e a Nossa Senhora pelas graças e bênçãos concedidas. Aos meus pais, Antonio e Wanda por serem meus maiores exemplos, incentivadores da busca por conhecimento e que sempre me apoiaram e vibraram com todas as minhas conquistas. Aos meus irmãos, Marco Antonio e Ana Luisa por estarem sempre ao meu lado.

Ao Professor Ivan Camargo, pela orientação, compreensão e confiança demonstrada na elaboração deste trabalho.

Aos Especialistas em Regulação da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que durante meu período de estágio não mediram esforços para me ajudar a entender a complexa regulação do Setor Elétrico Brasileiro.

Aos meus amigos, por todos os momentos de descontração vividos na universidade e pela amizade que permanece.

Por fim, ao Departamento de Engenharia Elétrica da UnB, onde tanto me orgulho de ter estudado e onde encontrei grandes exemplos de pessoas.

João Pedro de Lima Costa

RESUMO

O objetivo deste trabalho é realizar uma análise acerca das alterações do quadro legislativo e regulatório do setor elétrico brasileiro no que diz respeito ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a separação da contratação de lastro e energia. Dessa forma, procura-se apresentar os fatores motivadores dessas decisões e suas consequências no setor elétrico. Nos Cenários apresentados, há um foco na inserção das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira e na divisão entre o mercado regulado e mercado livre de energia. Apresenta-se, assim, a relação que o planejamento da expansão da geração baseada em fontes renováveis intermitentes possui com a forma que a sazonalização da Garantia Física do MRE é realizada, como também a estimativa de um montante de lastro marginal a ser contratado por meio da análise sobre o atributo de requisitos de flexibilidade operativa.

ABSTRACT

The objective of this work is to carry out an analysis about the changes in the regulatory framework of the Brazilian electric sector with regard to the Energy Reallocation Mechanism (MRE) and the separation of the capacity and energy contracting. Thus, it seeks to present the motivating factors of these decisions and their consequences in the electric sector. In the scenarios presented, there is a focus on the insertion of intermittent renewable sources in the Brazilian electrical matrix and on the division between the regulated market and the free energy market. Thus, the relation that the planning of the expansion of generation based on intermittent energy sources has with the way that the seasonality of the MRE Physical Guarantee is carried out is presented, as well as the estimate of an amount of marginal capacity to be contracted through analysis on the attribute of operational flexibility requirements.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	CONSULTA PÚBLICA Nº 33/2019 ANEEL – APRIMORAMENTO DA REGULAÇÃO QUE TRATA DAS EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS DE ENERGIA SECUNDÁRIA DO MRE	3
2.1	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE).....	3
2.2	FUNCIONAMENTO DA REGRA DE ALOCAÇÃO DE ENERGIA.....	3
2.2.1	GERAÇÃO TOTAL MAIOR QUE O SOMATÓRIO DAS GARANTIAS FÍSICAS... 4	
2.2.2	GERAÇÃO TOTAL MENOR QUE O SOMATÓRIO DAS GARANTIAS FÍSICAS.. 5	
2.3	DOS CONCEITOS QUE ENVOLVEM O TRATAMENTO DE EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS	6
2.3.1	EXCEDENTES FINANCEIROS (SURPLUS).....	6
2.3.2	EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS DE CONTRATOS	8
2.3.3	EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS DECORRENTE DA ALOCAÇÃO DE ENERGIA REALIZADA NO ÂMBITO DO MRE	9
2.4	ALÍVIO DE EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS	9
2.5	EFEITOS DA MATRIZ ELÉTRICA NAS EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS	11
2.6	SAZONALIZAÇÃO DAS GARANTIAS FÍSICAS PARA EFEITOS DE MRE.....	12
2.6.1	SAZONALIZAÇÃO DE FORMA LIVRE	12
2.6.2	SAZONALIZAÇÃO DE FORMA REGULADA	12
2.7	PROPOSTA CONSULTA PÚBLICA Nº 33/2019 ANEEL.....	13
2.8	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	14
2.9	RESULTADOS	16
2.9.1	SIMULAÇÃO CCEE	16
2.9.2	SIMULAÇÃO ANEEL	17
3.	LASTRO E ENERGIA	20
3.1	MODELO DE ADEQUAÇÃO DOS RECURSOS.....	20
3.2	GERAÇÃO X CONSUMO.....	20
3.2.1	GERAÇÃO MAIOR QUE A CARGA	21
3.2.2	GERAÇÃO MENOR QUE A CARGA	21
3.2.3	ALOCAÇÃO DE RISCO.....	21
3.3	EXISTÊNCIA DE RECURSOS ADEQUADOS.....	21
3.3.1	MECANISMO DE CAPACIDADE BASEADO EM PREÇO	22
3.3.2	MECANISMO DE CAPACIDADE BASEADO EM QUANTIDADE	22
3.4	SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA	22
3.5	REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE OPERATIVA.....	23

3.6	O ATRIBUTO DA FLEXIBILIDADE	23
3.6.1	INTRODUÇÃO DE NOVAS FONTES DE ENERGIA NA MATRIZ ENERGÉTICA GLOBAL.....	23
3.6.2	IMPACTO DA INSERÇÃO DAS FONTES NÃO CONTROLÁVEIS NO SISTEMA ELÉTRICO.....	24
3.6.3	AS RENOVÁVEIS INTERMITENTES NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .	24
3.7	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	25
3.7.1	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA	25
3.7.2	PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA.....	25
3.7.3	EXPANSÃO DE REFERÊNCIA.....	26
3.7.4	FLEXIBILIDADE NO NORDESTE E SUDESTE/CENTRO-OESTE.....	27
3.8	RESULTADOS	30
4.	CONCLUSÃO.....	35
5.	BIBLIOGRAFIA.....	36

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Método atual de alocação de energia do MRE.	4
Figura 2: Método de ajuste da garantia física.....	5
Figura 3: Limitação do montante de energia transmitida pelas linhas de transmissão.....	7
Figura 4: Exemplo de exposição financeira em contratos.....	8
Figura 5: Alocação do Excedente Financeiro, em caso de sobra de recursos para alívio das exposições negativas.....	10
Figura 6: Alocação do Excedente Financeiro, em caso de insuficiência de recursos para alívio das exposições negativas.	10
Figura 7: Histórico dos PLDs médios por submercado.....	11
Figura 8: Método proposto de alocação de energia do MRE.	13
Figura 9: Projeção do PLD (InfoPLD dez/18) e sazonalização em 2019.....	14
Figura 10: Garantia Física, geração e GSF em 2019.....	15
Figura 11: Garantia física uniforme, geração e GSF.....	15
Figura 12: Dados da simulação da geração de 2018 como sazonalização de 2019.....	18
Figura 13: Variação Diária da Geração Eólica.....	24
Figura 14: Projeção de Carga do Mercado de Referência.....	26
Figura 15: Expectativa de geração mensal para suprimento à carga.....	27
Figura 16: Perfil típico de carga bruta e Líquida do SE/CO.	28
Figura 17: Perfil típico de carga bruta e Líquida do Nordeste.	28
Figura 18: Análise de demanda bruta e líquida do SE/CO em escala anual.....	29
Figura 19: Análise de demanda bruta e líquida do NE em escala anual.....	30
Figura 20: Percentual de Carga Livre nas Regiões SE/CO e NE.	31
Figura 21: Perfil típico de carga bruta e líquida SE/CO – Parcela ACL.....	31
Figura 22: Perfil típico de carga bruta e líquida NE – Parcela ACL.....	32
Figura 23: Análise de Demanda Bruta e Líquida da Parcela do ACL do SE/CO em escala anual.	32
Figura 24: Análise de Demanda Bruta e Líquida da Parcela do ACL do NE em escala anual.	33
Figura 25: Variação dos requisitos de rampa com e sem as fontes intermitentes.	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Análise quantitativa do excedente financeiro.....	7
Tabela 2: Análise quantitativa da exposição financeira de contratos.....	9
Tabela 3: Comparação entre o mecanismo de alocação atual e o proposto.....	16
Tabela 4: Resultados da análise de exposição.....	18

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças

1. INTRODUÇÃO

No cenário contemporâneo, percebe-se que o setor elétrico está passando por grandes transformações motivadas por três fatores importantes que têm trazido uma dinâmica diferente para seu funcionamento em escala mundial, sendo estas as novas soluções tecnológicas, a inserção das fontes renováveis e o empoderamento do consumidor.

Em relação às novas soluções tecnológicas, percebe-se que os avanços e descobertas constantes têm pressionado mudanças nos modelos atuais de mercado e de negócio. É cada vez mais perceptível que esse avanço vem causando mudanças significativas no desenvolvimento e aprimoramento de equipamentos, tornando seus custos cada vez menores.

Sobre a inserção das fontes renováveis, observa-se grandes esforços dos países em promover ações de combate às mudanças do clima e incentivar negócios relacionados à economia de baixo carbono. Nesse sentido, as fontes de energia renováveis passaram a ter uma participação significativa na matriz global. De acordo com dados da Agência Internacional de Energia, a produção de eletricidade dos países que fazem parte da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico com fontes solar e eólica saltou de 71 TWh em agosto de 2017 para 102,9 TWh em agosto de 2020 (AIE, 2020a).

Acerca do empoderamento do consumidor, é notório o aumento da busca desse agente para entender o funcionamento do setor elétrico, buscando assim, alternativas para uma participação mais ativa na gestão de seu consumo de modo a gerar uma redução dos custos relacionados à energia.

Seguindo a tendência mundial, o Setor Elétrico Brasileiro também está em transformação, existindo dois pontos centrais que originam a necessidade de se refletir a respeito da modernização do setor elétrico e que devem ser entendidos para a evolução das discussões.

O primeiro ponto trata da expansão da matriz elétrica. Como mencionado, a inserção das fontes renováveis tem se intensificado e comparando a matriz do passado com a matriz do presente, observa-se uma participação maior das fontes renováveis intermitentes (aquelas que funcionam efetivamente em decorrência do seu combustível natural). Para se ter uma ideia, segundo a AIE, de 2017 a 2019 observou-se um aumento de 800% e 132%, respectivamente, na geração solar fotovoltaica e eólica em nosso país. Este fato mostra-se um desafio a ser enfrentado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) nos próximos anos e por si só representa uma transformação no setor elétrico brasileiro. (AIE, 2020b).

O segundo ponto se refere à abertura do mercado já que se observa uma iniciativa de expansão do mercado livre¹ de energia contando com o desejo dos novos consumidores de participarem deste ambiente de comercialização. Dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) mostraram que no acumulado até outubro de 2019, a média de migração de consumidores para o mercado livre chegou a 120 unidades ao mês comparada a 68 registradas no ano de 2018 (aumento de 76,4%) (Godoi, 2019).

Porém, quando se percebe a forma que o sistema está estruturado hoje, com o mercado regulado fazendo a contratação de praticamente todo o recurso (lastro) em termos de requisitos de segurança do sistema por meio dos leilões centralizados do governo para o Ambiente de Comercialização Regulado, deve-se fazer com que essa abertura de mercado seja olhada com bastante atenção.

¹ É um ambiente de comercialização de energia em que as condições e os preços são definidos diretamente com o cliente. Os consumidores podem escolher comprar energia diretamente com as empresas que geram ou comercializam.

Nesse sentido, nos últimos tempos o Brasil vem discutindo a respeito do marco legislativo e regulatório do setor elétrico, por exemplo, o Projeto de Lei nº 1.917 de 2015 e o Projeto de Lei do Senado 232 de 2016, ambos tratando da questão de se ter um consumidor com mais poder participando das discussões do mercado. Em 2017 tivemos a Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia que trouxe um consenso para o mercado sobre a necessidade de revisar os modelos (de expansão, precificação, alocação de custos e riscos) existentes no Brasil e acabou incorporando seus resultados no PLS 232.

Na época, o diagnóstico feito pelo Ministério de Minas e Energia (MME) dizia que os modelos regulatório e comercial do setor elétrico no Brasil apresentavam sinais de esgotamento em função de fenômenos tecnológicos, sociais e ambientais. Dessa forma, a consulta pública nº 33 (CP 33), também conhecida como reestruturação do marco legal do setor elétrico, possuía como propósito a alteração do quadro comercial, operacional e regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Posteriormente, em 2019 foi instituído um grupo de trabalho para tratar da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, que tinha como objetivo estabelecer um plano de ação para implementação das mudanças propostas pela CP 33. No final deste mesmo ano foi criado o CIM (Comitê de Implementação da Modernização).

O objetivo da modernização do setor elétrico é proporcionar energia para todos os consumidores, prezando por uma expansão sustentável, com uma progressão da abertura de mercado e eficiência na alocação de custos e riscos.

Dessa maneira, o presente trabalho traz uma análise baseada em dois pontos centrais que originam a necessidade de se refletir a respeito da modernização do Setor Elétrico Brasileiro: a expansão da matriz elétrica baseada em fontes renováveis intermitentes e a abertura do mercado.

No capítulo 2, busca-se fazer uma análise da relação que o planejamento da expansão da geração baseada cada vez mais em fontes renováveis intermitentes possui com a forma que a sazonalização da Garantia Física do MRE é realizada. E com isso, avaliar por meio de uma simulação, o que foi proposto na Consulta Pública nº 33/2019 da ANEEL sobre excedentes financeiros de energia secundária no MRE. Nesta seção, a metodologia escolhida trata-se de uma simulação por meio da linguagem *Visual Basic for Application* (VBA) para analisar cenários baseados na regra vigente e na regra proposta para o Mecanismo de Realocação de Energia utilizando os dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica nos boletins de informação ao mercado.

Por fim, no capítulo 3 é mostrado a questão da abertura do mercado na discussão sobre a separação entre lastro e energia, além de apresentar uma análise sobre o atributo de requisitos de flexibilidade operativa. Dessa maneira, por meio de uma simulação, determina-se um montante de lastro marginal a ser contratado pelo sistema. A metodologia utilizada, segue a análise feita no Plano Decenal de Expansão 2029 realizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), onde por meio de uma simulação no Excel avaliou-se a questão da flexibilidade operativa do sistema considerando a expansão de referência para o ano de 2029.

2. APRIMORAMENTO DA REGULAÇÃO QUE TRATA DAS EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS DE ENERGIA SECUNDÁRIA DO MRE

Este capítulo analisará as propostas de mudança na metodologia de alocação de energia do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), com efeitos nas exposições financeiras de energia secundária, discutidas na Consulta Pública nº 33/2019, da ANEEL. Sendo assim, deve-se entender os conceitos básicos que envolvem o MRE e as exposições financeiras.

2.1. MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

O objetivo do mecanismo é assegurar o equilíbrio entre a garantia física² e geração de todas as usinas que fazem parte do MRE e a motivação para sua existência é o despacho centralizado realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pois os geradores que seguem aos comandos de despacho não têm a escolha de gerar o montante equivalente à venda contratual. Dessa forma, após a verificação da geração das usinas participantes do MRE, o processamento do mecanismo tem como resultado o ajuste da alocação de energia caso a geração total verificada seja menor que o somatório das garantias físicas, ou a alocação do superávit de geração caso contrário. (CCEE, 2020b).

2.2. FUNCIONAMENTO DA REGRA DE ALOCAÇÃO DE ENERGIA

A primeira análise a ser feita para o processamento do mecanismo é calcular a diferença entre geração e garantia física do conjunto de usinas participantes do MRE. O resultado dessa análise, resulta em dois cenários: geração total maior que o somatório das garantias físicas e geração total menor que o somatório das garantias físicas.

Para efeitos didáticos, de modo a facilitar o entendimento da operacionalização do MRE, no exemplo a seguir, foram considerados 3 submercados³. Cada um deles é representado por uma usina (A, B e C), onde as barras significam a geração e as linhas horizontais significam a Garantia Física (GF) e a Energia Alocada final, sendo todas as unidades em pu⁴.

² Montante, em MW médios, correspondente à quantidade máxima de energia relativa à Usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos (CCEE, 2020a)

³ Divisões do Sistema Interligado Nacional (SIN) para as quais são estabelecidos Preços de Liquidação das Diferenças específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

⁴ Sistema por unidade (pu), é uma forma de expressar as grandezas elétricas em um circuito de forma normalizada.

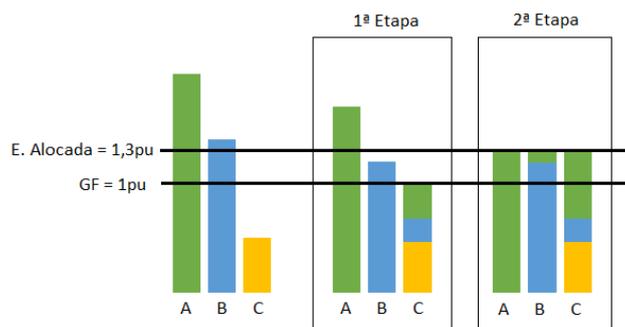


Figura 1: Método atual de alocação de energia do MRE.
Fonte do autor.

2.2.1. GERAÇÃO TOTAL MAIOR QUE O SOMATÓRIO DAS GARANTIAS FÍSICAS

Neste cenário, caso haja déficit de geração em relação à garantia física da usina em determinado submercado, seu efeito financeiro será coberto pela geração excedente (geração maior do que a GF) das usinas que tiveram sobra de geração, como é visualizado na primeira etapa de alocação da figura 1.

Executando a primeira etapa de alocação, percebe-se que a usina A e usina B foram superavitárias em relação às suas garantias físicas, ao passo que a Usina C foi deficitária, dessa forma, ocorre transferência de energia das Usinas A e B para a Usina C. Esses montantes de energia alocados até a respectiva Garantia Física da usina C, estão sujeitos ao alívio de Exposição Financeira devido a diferença de preço entre os submercados.

Em nosso exemplo fictício, o somatório das garantias físicas é igual a 3 pu (1pu para cada usina). Observando que a Energia Alocada final para cada usina equivale a 1,3 pu, percebe-se a geração total do MRE foi 0,9 pu ($0,3 \times 3 = 0,9$) acima de sua Garantia Física. Essa geração acima da GF é chamada de Energia Secundária.

Além disso, como neste cenário há uma sobra de geração no mecanismo, ainda ficará disponível uma quantidade de energia secundária. Esse montante será alocado para todas as usinas do MRE na proporção de suas garantias físicas, conforme a equação:

$$\text{Direito de energia secundária} = \text{energia secundária} \times \frac{\text{garantia física}}{\sum \text{garantias físicas do MRE}} \quad (1)$$

Sendo assim, na segunda etapa de alocação, como a usina B transferiu parte de sua energia para completar a garantia física da usina C na etapa anterior, foi necessário que a usina A cedesse energia para atendimento de seu direito de Energia Secundária. Dessa forma, tanto a Usina B quanto a Usina C receberam montantes de energia secundária proveniente do submercado da Usina A, sendo que esses montantes de Energia Secundária recebidos pelas Usinas B e C não têm direito a alívio de Exposições Financeiras.

Por fim, observa-se que as três usinas receberam seus devidos valores de energia alocada final no valor de 1,3 pu. Vale ressaltar ainda, que em ambas as etapas, as quantidades de energia alocadas permanecem vinculadas ao submercado de origem.

2.2.2. GERAÇÃO TOTAL MENOR QUE O SOMATÓRIO DAS GARANTIAS FÍSICAS

Neste segundo cenário em que não há energia secundária, identificado quando o Ajuste do MRE é inferior ou igual a um, os valores de suas garantias físicas são ajustados na proporção da geração entregue ao MRE para que seja possível alocar energia entre as usinas. O ajuste da garantia física é realizado por meio das seguintes expressões:

$$Ajuste = \frac{Geração\ total\ do\ MRE}{Garantia\ Física\ do\ MRE} \quad (2)$$

Se:

$$Ajuste \leq 1$$

Então:

$$Garantia\ Física\ Ajustada = Garantia\ Física \times Ajuste \quad (3)$$

Lembrando que esses ajustes são para efeitos de aplicação do mecanismo, dessa forma, seu efeito é financeiro, não interferindo na garantia física real das usinas. No exemplo numérico a seguir é mostrado como ocorre tal ajuste.

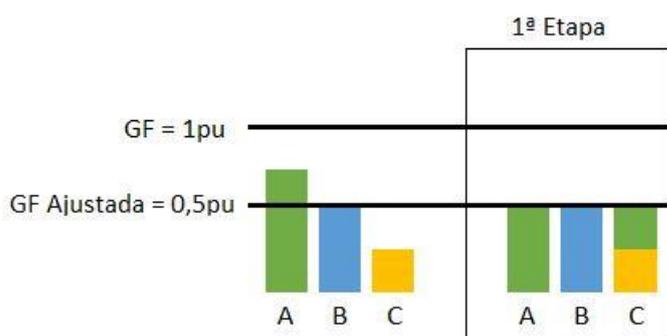


Figura 2: Método de ajuste da garantia física.

Fonte do autor.

Considerando que cada usina possui 1 pu de garantia física, o somatório das garantias físicas é igual a 3 pu, observa-se então que a geração total das usinas participantes do mecanismo não foi suficiente para atender suas garantias físicas.

Dessa forma, assumindo que as Usinas A, B e C geraram 0,75 pu, 0,5 pu e 0,25 pu, respectivamente, tem-se que a geração total foi de 1,5 pu, sendo assim, o ajuste do MRE para

cada usina para esse período foi de 0,5 ($1,5 / 3 = 0,5$). Portanto, a garantia física ajustada total para o MRE é igual a 1,5 pu.

Assim, como a Usina A gerou 0,75 pu e a Usina C gerou 0,25 pu, ocorre transferência de 0,25 pu da Usina A para a Usina C. Este montante de energia alocado até a respectiva Garantia Física da usina C, está sujeito ao alívio de Exposição Financeira.

Neste cenário ocorre apenas a primeira etapa de transferência de energia pelo motivo de não haver energia secundária no sistema. Desse modo, a regra em vigor de alocação de energia do MRE primeiro aloca a energia das usinas participantes no mesmo submercado de produção até o limite das garantias físicas das mesmas. Havendo energia secundária, ela é alocada nos outros submercados que não conseguiram ter uma geração igual à garantia física. Existindo ainda sobras de energia, está é alocada na forma de energia secundária de forma proporcional à garantia física de cada usina.

2.3. DOS CONCEITOS QUE ENVOLVEM O TRATAMENTO DE EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS

Como visto no exemplo de alocação de energia do MRE mostrado na subseção anterior, a depender da etapa de alocação, os montantes de energia cedidos de um submercado para outros podem ou não ter direitos à alívio de exposição financeira. Dessa forma, deve-se compreender os conceitos do tratamento das exposições financeiras dado pelas Regras de Comercialização.

O primeiro passo é o entendimento das características dos Excedentes Financeiros (*Surplus*), das Exposições financeiras de Contratos e das exposições financeiras decorrentes da alocação de energia realizada no âmbito do MRE.

2.3.1. EXCEDENTES FINANCEIROS (*SURPLUS*)

O Excedente Financeiro decorre da operação do Sistema Elétrico. Contudo, antes de entender o que é o excedente financeiro, necessita-se ter o entendimento sobre o intercâmbio de energia, restrições de transmissão e o processo de contabilização.

Como o Sistema Interligado Nacional - SIN é dividido em quatro regiões (submercados), que possuem características diferentes, é possível que ocorra o intercâmbio de energia entre essas regiões visando a otimização do sistema ao menor custo possível, tendo sempre em mente que existem algumas limitações das linhas de transmissão que levam essa energia de uma região para outra. Para maior compreensão, apresenta-se o exemplo a seguir.

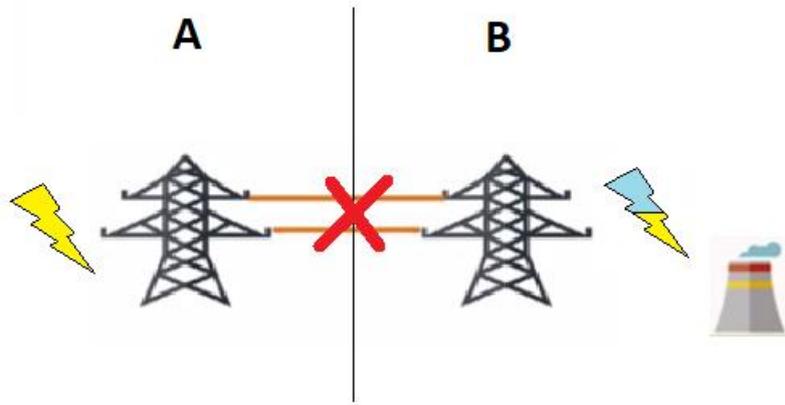


Figura 3: Limitação do montante de energia transmitida pelas linhas de transmissão.
 Fonte: Adaptado CCEE, 2020c

A figura acima mostra um cenário no qual o submercado A tem condições de atender sua própria demanda e exportar energia a um custo mais baixo para o B, porém mesmo existindo energia suficiente para o atendimento, representado pelo raio amarelo, não é possível enviar toda energia disponível em função da limitação da capacidade de transporte da linha.

Neste caso, como o submercado B não conseguiu importar energia suficiente para atender sua demanda, será necessário acionar outras usinas com um custo mais elevado para complementar sua necessidade, sendo representado na figura pela parcela azul do raio. Isso faz com que o preço da energia no importador (B) seja mais alto que no exportador (A).

Para entender como é criado o excedente financeiro, apresenta-se a seguinte análise quantitativa do exemplo:

Considerando que o Preço de Liquidação das Diferenças do submercado A e B sejam R\$ 100 e R\$ 130, respectivamente, e que o montante de energia enviado de A para B foi de 250MW, chega-se no seguinte resultado apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Análise quantitativa do excedente financeiro.
 Fonte do autor.

Submercado	Característica	Montante (MW)	PLD (R\$/MWh)	Resultado (R\$)	Excedente Financeiro (R\$)
A	Exportador	250	100	25000	7500
B	Importador	250	130	32500	

Diferentemente do que aconteceu no mundo físico, na contabilização, toda energia gerada é contabilizada no seu submercado de origem ao preço correspondente. Dessa forma, a energia exportada será uma sobra valorada ao preço de A ($250 \times 100 = 25.000$). Sendo assim, no submercado B haverá uma falta de energia que deverá ser paga ao preço correspondente, que como foi visto, é mais elevado ($250 \times 130 = 32.500$), de modo que cada submercado irá pagar e receber ao seu respectivo preço. Devido a essa diferença de preço haverá uma sobra financeira,

ou como é chamado, um excedente financeiro ($32.500 - 25.000 = 7.500$), que não pertence a ninguém.

Como o fluxo de energia foi de um submercado que possui PLD menor para um que possui PLD maior, tem-se uma situação de excedente financeiro positivo. Caso aconteça situação contrária, observa-se excedente financeiro negativo.

2.3.2. EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS DE CONTRATOS

Após a realização da comercialização de energia, durante a contabilização, os contratos firmados são comparados com os dados de medição. Para os geradores, a energia gerada é comparada com os contratos de venda e para os consumidores o consumo é comparado com os contratos de compra, podendo existir diferenças entre os montantes medidos e contratados. Essas diferenças são valoradas aos respectivos PLDs no Mercado de Curto Prazo (MCP). Para maior compreensão, apresenta-se o exemplo a seguir:

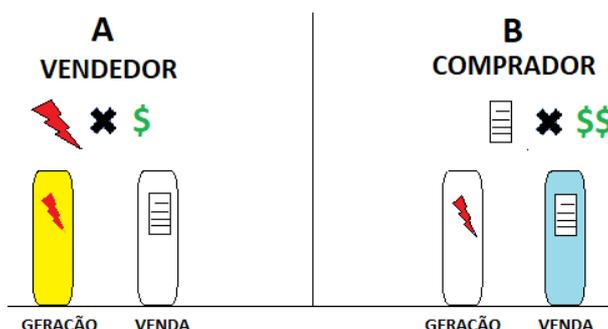


Figura 4: Exemplo de exposição financeira em contratos.
Fonte do autor.

Suponha que um vendedor e um comprador estão localizados em dois submercados diferentes (A e B). Na contabilização realizada pela CCEE, do ponto de vista do Agente vendedor, haverá uma geração verificada em seu próprio submercado. Além disso, não há contratos de venda registrados nesse submercado para esse agente. Portanto, toda geração será valorada ao preço de onde está localizado o vendedor (A). Porém, olhando para o submercado B, verifica-se que há um contrato do Agente vendedor registrado no submercado do comprador, mas não existe geração. Portanto, esse contrato será valorado ao preço de onde está registrado (B).

Então, considerando o mesmo montante medido e contratado, se os preços dos submercados forem diferentes, o agente terá o montante gerado valorado a um preço e o montante registrado valorado a outro preço. Sendo assim, os montantes valorados são comparados e o resultado financeiro é o que chamamos de Exposição Financeira.

Considerando que o PLD do submercado A e B sejam R\$ 100 e R\$ 130 respectivamente, e que o montante de energia medido foi igual ao contratado no valor de 10 MW, a análise quantitativa para o Agente vendedor do exemplo apresentado pode ser visualizada na tabela seguinte.

Tabela 2: Análise quantitativa da exposição financeira de contratos.
Fonte do autor.

Submercado	Característica	Geração (MW)	Compra (MW)	PLD (R\$/MWh)	Exposição financeira do Agente (R\$)	Exposição financeira Final do Agente (R\$)
A	Vendedor	10	-	100	1000	-300
B	Comprador	-	10	130	1300	

Como explicado anteriormente, toda a geração verificada no submercado do agente vendedor é valorada ao seu respectivo preço ($10 \times 100 = 1.000$). Além disso, verifica-se que há um contrato de venda registrado em B que deve ser valorado ao seu preço correspondente ($10 \times 130 = 1.300$). Como o Agente vendedor não possuía recurso em B para lastrear o contrato de venda firmado, ele ficou exposto negativamente em - R\$ 300 ($1.000 - 1.300$). Ou seja, o Agente A vende sua geração ao preço do submercado onde está localizado e compra a quantidade contratada ao preço do submercado onde registrou o contato de venda.

Dessa forma, conclui-se que se a posição líquida do agente for vendedora e o contrato for registrado em submercado com PLD superior ao da usina, a Exposição Financeira é negativa, caso contrário, é positiva (ANEEL, 2019b).

Por outro lado, se a posição líquida do agente for compradora e o contrato for registrado em submercado com PLD superior ao da usina, a Exposição Financeira é positiva, caso contrário, é negativa (ANEEL, 2019b).

2.3.3. EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE ENERGIA REALIZADA NO ÂMBITO DO MRE

As exposições financeiras ocorrem para agentes que possuem usinas participantes desse mecanismo, onde a cobertura de sua garantia física e energia secundária se dá por meio da geração de usinas localizadas em submercados com preços diferentes (CCEE, 2020c).

Caso a energia necessária para cobertura seja de um submercado com PLD menor para um com PLD maior, a exposição financeira é negativa, caso contrário, a exposição da usina é positiva. No exemplo da seção 2.2.2, a energia excedente foi disponibilizada pela Usina A em seu submercado e utilizada para fins do MRE pela Usina C, localizada em outro submercado. Nessa transação, é como se a Usina C vendesse o montante disponibilizado a ela ao preço do submercado A e comprasse o mesmo montante no submercado onde está localizada. Assim, terá uma perda caso $PLD_A < PLD_C$ e um ganho em caso contrário.

2.4. ALÍVIO DE EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS

De acordo com as Regras de Comercialização, existem cinco tipos de exposições financeiras passíveis de tratamento contábil pela CCEE. Sendo elas: Contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, Contratos de Itaipu de cotistas localizados no submercado Sul, Energia de Autoprodução, Contratos de Direitos Especiais e energia alocada até a garantia física no MRE.

A exposição financeira de energia secundária não é passível de alívio, pois ela não pode ser utilizada como lastro para contratos de venda. Portanto, não há contratos expostos à diferença de preços entre submercados lastreados por energia secundária. Essa é a regra vigente há mais de duas décadas, desde o início de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia – MAE, que foi sucedido pela CCEE (ANEEL, 2020a).

As regras de comercialização de energia determinam, em seu módulo de tratamento de exposições financeiras de 2020, que quando a soma do Excedente Financeiro (Surplus) com as Exposições Financeiras Positivas passíveis de tratamento contábil é superior ao total de Exposições Financeiras Negativas desse mesmo tipo, a sobra verificada é utilizada para aliviar, prioritariamente, as Exposições Negativas remanescentes do mês anterior e, caso ainda haja recursos, ocorre o alívio de Encargos de Serviços de Sistema - ESS. Se, após o alívio de ESS, ainda sobrar excedente, esse é utilizado para efetuar o alívio retroativo, de forma intercalada, das Exposições Negativas remanescentes e do ESS, dos últimos doze meses, tal como a figura a seguir.

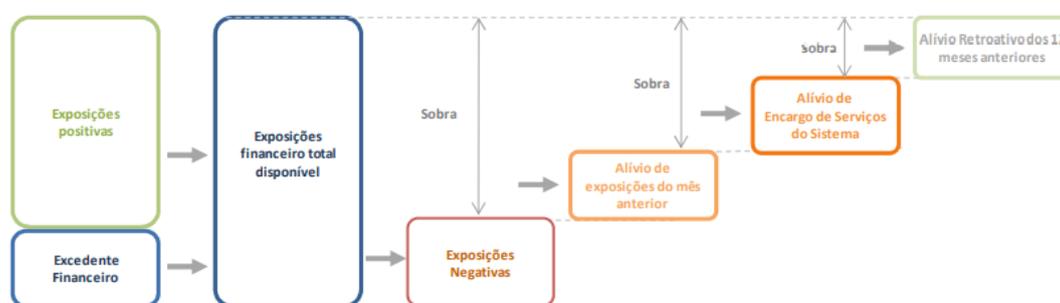


Figura 5: Alocação do Excedente Financeiro, em caso de sobra de recursos para alívio das exposições negativas.
Fonte: CCEE, 2020c.

Por outro lado, caso o total de recursos disponível para alívio das exposições negativas seja insuficiente para cobrir o total de Exposições Financeiras Negativas, o alívio passa a ser parcial e proporcional às Exposições Financeiras Negativas de cada gerador. Dessa forma, como o alívio das Exposições Financeiras Negativas não é completo, as exposições remanescentes são denominadas de Exposições Residuais.

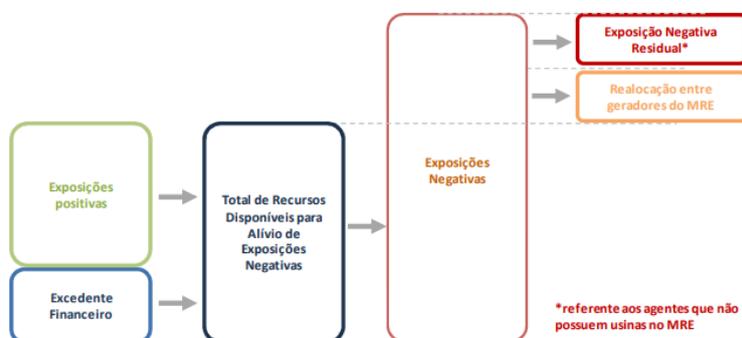


Figura 6: Alocação do Excedente Financeiro, em caso de insuficiência de recursos para alívio das exposições negativas.
Fonte: CCEE, 2020c.

Sendo assim, para fazer o alívio dessas Exposições Residuais, utiliza-se como saldo o montante de recurso usado para alívio de ESS nos 12 meses anteriores ao de referência da contabilização.

2.5. EFEITOS DA MATRIZ ELÉTRICA NAS EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS

Como visto nas subseções anteriores, o surgimento tanto de Excedentes Financeiros quanto de Exposições Financeiras Positivas e Negativas advém da diferença de PLDs entre submercados.

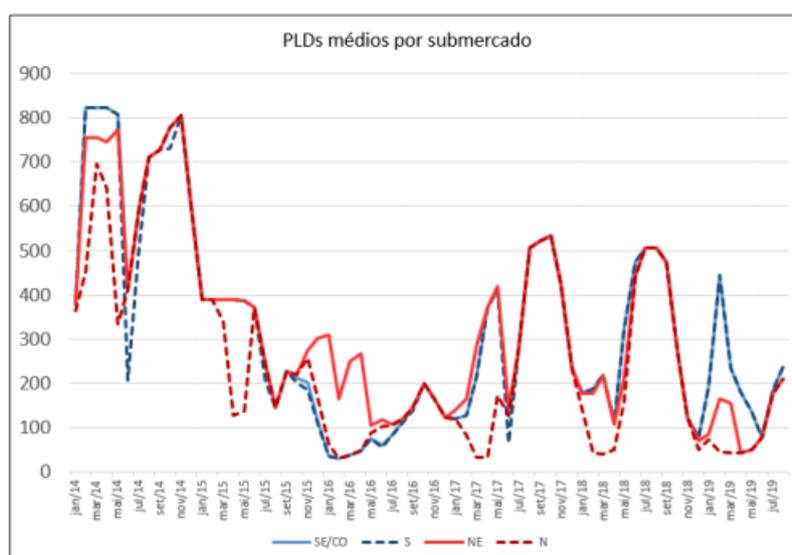


Figura 7: Histórico dos PLDs médios por submercado.
Fonte: ANEEL, 2019.

Analisando a figura acima, observa-se que recentemente o PLD tem apresentado comportamento sazonal com grandes amplitudes e atingindo picos nos períodos secos do ano (julho a outubro). Outra conclusão do gráfico acima, é sobre o descolamento de PLDs entre submercados, principalmente os do Norte e Nordeste em relação aos demais.

Como se sabe, a metodologia utilizada pela CCEE para formação do PLD exclui restrições elétricas internas aos submercados, porém suas restrições de intercâmbio são levadas em consideração. Outro ponto a ser considerado, é o fato que a carga está concentrada de forma majoritária no Sudeste, ao passo que a expansão da geração tem ocorrido especialmente nas regiões Norte e Nordeste.

Sendo assim, observa-se a necessidade de que a energia seja transmitida das regiões Norte e Nordeste para a região onde está localizada a maior parte da carga, no caso o Sudeste. Porém, essa transferência de energia deve respeitar os limites de intercâmbio entre os submercados, o que produz descolamento entre os PLDs.

Buscando uma proteção dessas variações do PLD observadas na figura anterior, os agentes fazem estratégias com a sazonalização da Garantia Física do MRE. Dessa forma, se ela for feita de maneira mais intensa, reflete as percepções dos agentes em relação às altas variações de PLD, que possui uma relação direta com o planejamento da expansão da geração baseada cada vez mais em fontes renováveis intermitentes e com restrições para desenvolvimento de projetos de hidrelétricas com grandes reservatórios.

2.6. SAZONALIZAÇÃO DAS GARANTIAS FÍSICAS PARA EFEITOS DE MRE

A sazonalização da garantia física de uma determinada usina é a conversão dos valores anuais médios (MW_{méd}), definidos em ato regulatório, em valores mensais expressos em termos de energia visando, entre outros, os cálculos da contabilização do Mercado de Curto Prazo (MCP) e das penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia pelos agentes, conforme Regras de Comercialização. (CCEE, 2015)

A Resolução Normativa nº 584/2013, determina os critérios para a sazonalização das usinas hidrelétricas participantes do MRE. Sendo assim, ela estabelece dois procedimentos para uma usina hidrelétrica sazonalizar sua energia, de maneira livre ou de maneira regulada.

2.6.1. SAZONALIZAÇÃO DE FORMA LIVRE

Ao optar por sazonalizar sua energia de forma livre, a usina deve observar que sua potência é o limitador máximo, dessa forma, a soma das alocações mensais deve ser igual à garantia física da usina.

Essa escolha possui um caráter essencialmente comercial, pois visando proteção do comportamento sazonal do PLD ao longo do ano, a usina assume o risco de alocação de energia em relação a sua garantia física, vinculado ao PLD de cada mês.

2.6.2. SAZONALIZAÇÃO DE FORMA REGULADA

Ao optar por sazonalizar sua energia de forma regulada, a usina escolhe seguir o perfil de geração do MRE. Dessa forma, a usina sempre terá a alocação de energia conforme o perfil de produção do mecanismo.

Preferindo por essa forma de sazonalização, a escolha das usinas em sazonalizar de maneira livre não traz consequências para esse grupo, pois a alocação de energia das usinas que escolheram a forma regulada depende somente do perfil de geração verificado das usinas do MRE para cada mês. Dessa forma, essa alternativa foi criada para que o agente gerador pudesse escolher ser protegido da sazonalização da garantia física dos demais geradores do MRE, uma vez que não se objetivam proteger do PLD, mas sim obter a alocação de energia compatível com a geração de energia física do MRE.

Por este motivo, a REN 584 impõe à usina de Itaipu e às usinas cotistas, a obrigatoriedade da sazonalização de maneira regulada, pois os efeitos do MCP dessas usinas são percebidos pelos consumidores cativos.

Essa foi a ideia que se teve quando foi escrita a REN 584, porém não é o que vem sendo observado nos últimos anos quando a energia alocada proveniente de submercados distintos vem se intensificando cada vez mais.

Tendo em mente como funciona a metodologia de alocação de energia do MRE e os conceitos envolvendo Exposições financeiras e sazonalização de Garantia física, busca-se na próxima seção, avaliar o que foi proposto na Consulta Pública nº 33/2019 da ANEEL. Tal consulta lidou com o aprimoramento da regulação que trata das exposições financeiras de energia secundária.

2.7. PROPOSTA CONSULTA PÚBLICA Nº 33/2019 ANEEL

Como explicado na subseção 2.1.1, a regra de alocação de energia vigente, primeiro faz alocação da energia no mesmo submercado de produção até o limite da garantia física das usinas. Caso haja sobra de energia, ela é alocada nos demais que tiveram geração hidrelétrica inferior à garantia física das usinas. Feito isso, se houver energia secundária no sistema, esse montante é alocado de forma proporcional à garantia física de cada usina.

A proposta de alteração da regra vigente baseia-se em, conhecendo o montante de energia secundária do mecanismo para o período analisado, o submercado cede apenas o montante energético que superar seu direito à energia alocada. Ou seja, a metodologia de alocação de energia do MRE só iria sofrer mudanças se houvesse energia secundária no sistema, caso contrário, a alocação seguiria como acontece atualmente. A figura abaixo mostra o funcionamento da metodologia proposta.

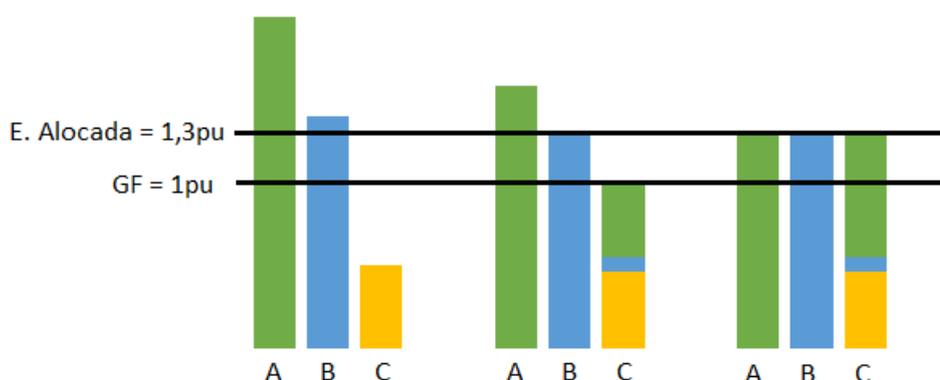


Figura 8: Método proposto de alocação de energia do MRE.

Fonte do Autor

Percebe-se que o exemplo acima, possui as mesmas características do exemplo apresentado na subseção 2.1.1, ou seja, o somatório das garantias físicas é igual a 3 pu, a energia alocada final para cada usina equivale a 1,3 pu e a energia secundária do MRE é igual a 0,9 pu.

Dessa maneira, baseado na metodologia proposta, a Usina B cederia para a Usina C somente o montante energético que superasse seu direito de energia alocada (1,3 pu). O mesmo aconteceria para a Usina A. Portanto, não seria preciso que a Usina B recebesse energia proveniente da Usina A para completar seu direito de Energia Secundária, como ocorreu na figura 1.

Assim, conclui-se que tanto a Usina A quanto a Usina B seriam “autossuficientes” quanto à sua energia alocada. Consequentemente, a Usina C receberia menos energia proveniente da Usina B e mais da Usina A.

No entanto, não é possível afirmar, caso fosse aplicada a nova metodologia, se as Exposições Financeiras aumentariam ou diminuiriam, dado que as exposições dependeriam da relação entre os montantes de energia que seriam recebidos pela Usina C, a maior da Usina A e a menor da Usina B e da diferença entre os PLDs dos submercados de cada usina.

Porém, baseado na grande geração do submercado da Usina A, presume-se que seu PLD seria menor que os outros. Portanto, haveria aumento das Exposições Financeiras negativas do MRE.

Por consequência, ocorreria um maior consumo dos recursos utilizados para o alívio de Exposições Financeiras negativas.

É importante frisar que quando não há energia secundária no sistema, os métodos de alocação de energia vigente e o proposto são iguais e produzem o mesmo resultado.

Fato é que os assuntos sobre metodologia de alocação de energia do MRE e sazonalização das Garantias Físicas estão extremamente interligados. Nesse sentido, na próxima seção busca-se referenciar e explicar o problema.

2.8. CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Nesta subseção, pretende-se apresentar o efeito da sazonalização das usinas que optam por fazê-la de maneira livre, no grupo de usinas que optam por seguir o perfil de geração do MRE.

Para isso, considera-se o cenário de 2019 como mostra a figura abaixo:

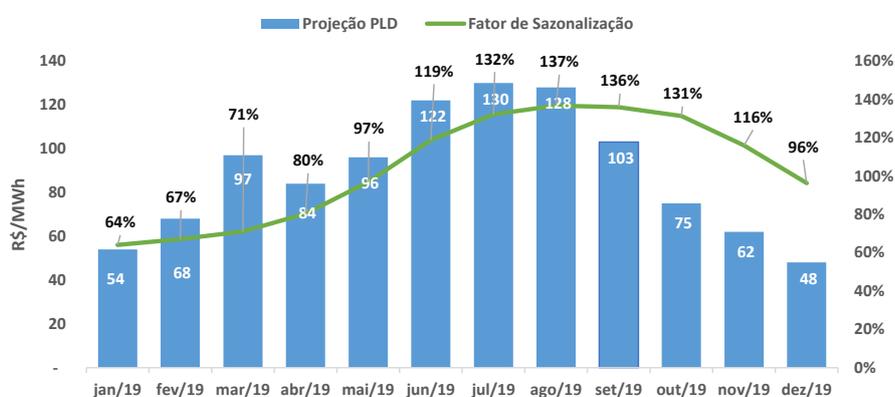


Figura 9: Projeção do PLD (InfoPLD dez/18) e sazonalização em 2019.
Fonte: ANEEL, 2020a.

Pode-se observar que a sazonalização de energia teve uma concentração no segundo semestre do ano, mesmo a geração hidrelétrica sendo maior no primeiro. A explicação para esse fato, como mencionado na subseção 2.4, são as percepções dos agentes em relação às altas variações de PLD, ou seja, objetivam alocar mais energia quando o PLD está mais alto, e menos energia quando o PLD está mais baixo.

Segundo a REN 584, a sazonalização de energia contrária à produção física das usinas hidrelétricas não deveria impactar as usinas que optaram por seguir o perfil de geração do MRE. Porém, não é o que se verifica ao observar a figura a seguir.

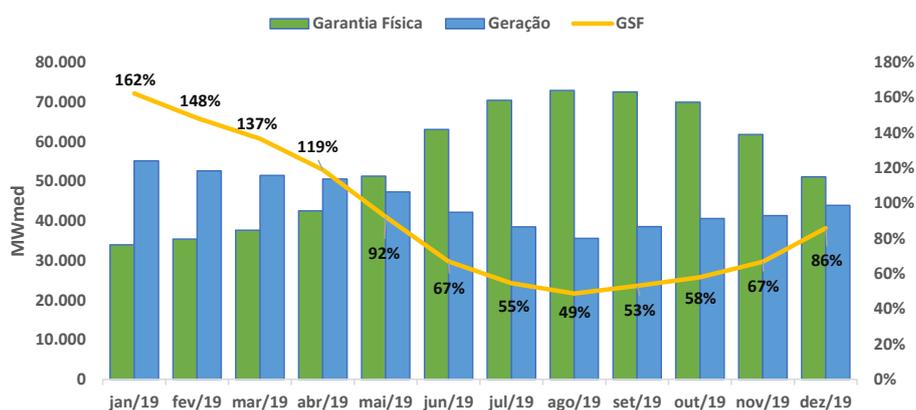


Figura 10: Garantia Física, geração e GSF⁵ em 2019.

Fonte: ANEEL, 2020a.

A figura acima mostra o impacto que um grupo causa ao outro. Observa-se que o GSF foi de 162% e 49% nos meses de janeiro e agosto, respectivamente. Isso aconteceu pelo motivo de as usinas terem feito uma sazonalização de energia contrária à produção física. Isto significa que, a produção de energia elétrica no mês de janeiro foi bem maior que a garantia física sazonalizada, ao passo que para agosto a geração de energia foi quase metade em relação à garantia física do período. Sendo assim, verificou-se energia secundária para o sistema nos meses de janeiro a abril, e para os outros meses não houve geração para atender a garantia física.

É importante ressaltar que caso todas as usinas do mecanismo escolhessem pela opção da REN 584 de seguir o perfil de geração do MRE, que é equivalente a sazonalizar a garantia física uniformemente, em nenhum mês do ano em análise haveria energia secundária no sistema, como mostra a figura abaixo.

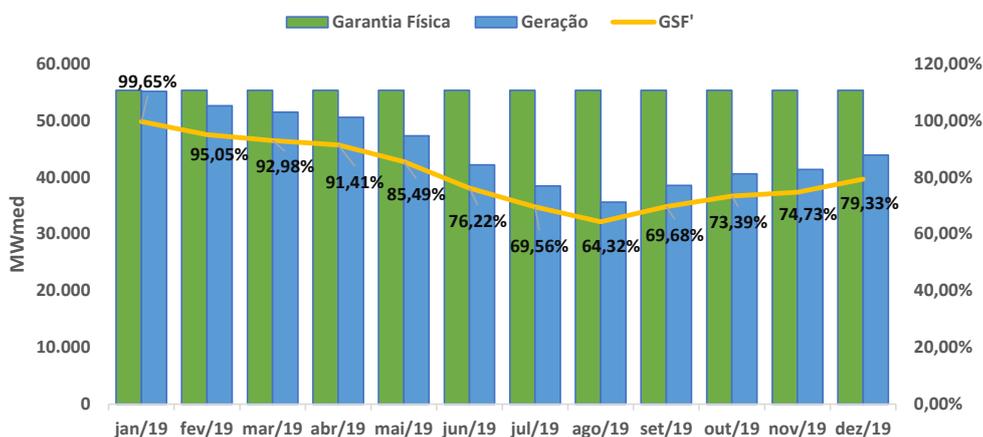


Figura 11: Garantia física uniforme, geração e GSF.

Fonte: ANEEL, 2020a.

⁵ A sigla significa *Generation Scaling Factor* em inglês e corresponde à relação entre o volume de energia que é gerado pelas usinas e sua garantia física. GSF maior do que 100% significa que a geração do mês analisado foi maior que a garantia física sazonalizada para o mesmo período, já GSF menor do que 100% significa o contrário.

Dessa forma, observa-se que a energia secundária verificada no ano de 2019 foi criada por conta da sazonalização feita de maneira agressiva pelo grupo de usinas que não escolheu seguir o perfil de geração do MRE.

Sendo assim, como visto na subseção 2.2.2 no caso de não haver energia secundária no sistema, ainda que as usinas possuíssem energia elétrica alocada até sua garantia física proveniente de um submercado com preço menor, ocasionando em uma exposição financeira negativa, essas usinas teriam suas exposições financeiras aliviadas.

À vista disso, constata-se o impacto da sazonalização das usinas que fazem sua própria estratégia naquelas que optam por seguir o perfil de geração do MRE. Tal impacto vai contra o objetivo da REN 584, de que a sazonalização de um grupo não deve impactar no outro.

2.9. RESULTADOS

Diante do exposto, busca-se apresentar as simulações considerando a metodologia vigente e a metodologia proposta pela consulta pública, avaliando os montantes para alívio das exposições financeiras. Além disso, objetiva-se comparar com as simulações efetuadas pela CCEE na Nota Técnica nº 023/2020–SRG/ANEEL.

Os resultados simulados expostos na sequência mostram a correlação que os métodos de alocação possuem com a forma que os agentes fazem a sazonalização da energia no MRE.

2.9.1. SIMULAÇÃO CCEE

A CCEE realizou as simulações da contabilização do Mercado de Curto Prazo (MCP) do primeiro semestre de 2019 com a regra proposta pelos participantes e comparou os resultados com os valores reais de contabilização para o mesmo período no que tange à energia alocada e às exposições financeiras (ANEEL, 2020b).

A tabela abaixo apresenta os resultados do Excedente Financeiro, total de Exposição Financeira Positiva (EP), total de Exposição Financeira Negativa (EN) e saldo para alívio de Encargos de Serviços do Sistema – ESS, aplicando o método de alocação vigente (Contabilização) e o método proposto (Simulação).

Tabela 3: Comparação entre o mecanismo de alocação atual e o proposto.
Fonte: ANEEL, 2020b.

Mês/ano	Excedente Financeiro [R\$ Milhões]		Total de EP [R\$ Milhões]		Recurso para Alívio [R\$ Milhões]		Total de EN [R\$ Milhões]		Recurso para Alívio de ESS [R\$ Milhões]	
	Contabilização	Simulação	Contabilização	Simulação	Contabilização	Simulação	Contabilização	Simulação	Contabilização	Simulação
Jan/19	376,07	376,07	85,93	64,83	462	440,9	16,86	19,9	445,14	421
Fev/19	1.488	1.488	204	39	1692	1527	88	167	1604	1360
Mar/19	888,43	888,43	68,94	22,38	957,37	910,81	84,3	151,69	873,07	759,12
Abr/19	422,58	422,58	115,24	45,55	537,82	468,13	37,81	56,06	500,01	412,07
Mai/19	292,43	292,43	56,47	56,47	348,9	348,9	98,11	98,11	250,79	250,79
Jun/19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jan/19 – Jun/19	3.467,5	3.467,5	530,58	228,23	3.998,1	3.695,7	325,08	492,76	3.673	3.203

Comparando a metodologia proposta com a metodologia vigente percebe-se que na metodologia proposta ocorre uma diminuição das exposições positivas e um aumento das exposições negativas. O que levaria a uma redução de Recurso para Alívio de ESS de R\$ 470 milhões.

Dessa forma, pela análise quantitativa da simulação para o primeiro semestre de 2019, percebe-se que o benefício dado ao MRE pela nova metodologia advém estritamente da redução do montante disponível para alívio de ESS, como foi mencionado na seção 2.6.

Para se ter uma ideia do impacto dessa mudança de metodologia para os consumidores, a conclusão da simulação adotando uma proporção de consumo de 70% para os consumidores regulados e 30% para os consumidores livres, e considerando os resultados do MCP, é que os consumidores cativos deixariam de ter aliviados cerca R\$ 153 milhões e os livres cerca de R\$ 140 milhões, no primeiro semestre de 2019.

Ressalta-se que para essa simulação a CCEE utilizou a sazonalização e geração verificada para esse período, como mostrado na figura 9.

2.9.2. SIMULAÇÃO ANEEL

Como o cenário de referência utilizado foi o ano de 2019, o ideal seria mostrar a correlação que os métodos de alocação possuem com a forma que a energia é sazonalizada, usando a geração verificada para esse ano e a premissa que todos os agentes do mecanismo tivessem sazonalizado seguindo o perfil de geração do MRE. Porém, observou-se na seção 2.8, Figura 10 que se a sazonalização fosse feita de maneira uniforme não haveria energia secundária no sistema. E como explicado na seção 2.6, quando não há energia secundária no sistema os dois métodos de alocação produzem o mesmo resultado.

Sendo assim, com o intuito de mostrar o efeito que a sazonalização livre causa nos métodos de alocação, considerou-se como energia sazonalizada do MRE a geração verificada do ano de 2018, e comparou-se à geração verificada do ano de 2019.

Na figura a seguir os dados de garantia física do MRE se referem a geração verificada no ano de 2018 que vai ser comparada com a geração do ano de 2019. Nesse cenário, percebe-se que a sazonalização segue o perfil de geração, além disso, houve energia secundária nos meses de janeiro, fevereiro, abril, maio, junho, julho e setembro. Dessa forma, é possível fazer a simulação desejada.

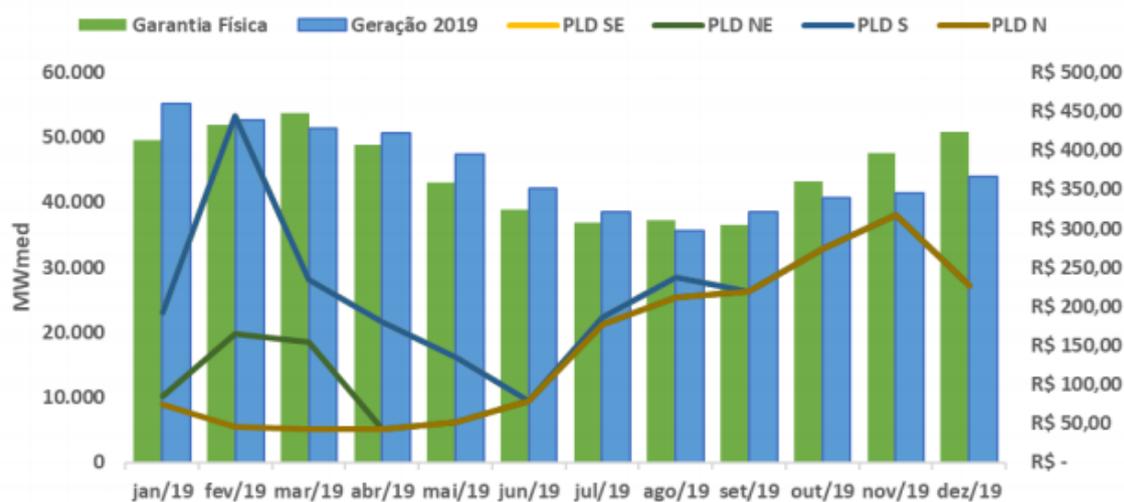


Figura 12: Dados da simulação da geração de 2018 como sazonalização de 2019.
Fonte: ANEEL. 2020a.

A figura acima, mostra que os PLDs médios do submercado Sul e Sudeste foram iguais durante todo o ano, por esse motivo não é possível visualizar a linha amarela que representa o PLD do SE. Além disso, para os meses de junho, outubro, novembro e dezembro os PLDs médios foram iguais em todos os submercados. Dessa forma, não houve excedente financeiro nem exposições financeiras no MRE, uma vez que para haver excedentes e exposições financeiras os PLDs devem ser diferentes entre os submercados.

Com os dados da figura 12 em mãos chegam-se aos seguintes resultados visualizados na tabela abaixo.

Tabela 4: Resultados da análise de exposição.
Fonte: Adaptado ANEEL, 2020a.

mês/ano	Excedente Financeiro [R\$ milhões]		Exp. Fin. Líq. GF [R\$ milhões]		Saldo p/ alívio ESS [R\$ milhões]		exp. Fin. Líq. Secundária [R\$ milhões]	
	metodologia vigente/proposta		vigente	proposta	vigente	proposta	vigente	proposta
jan/19	375,03	-	-	-	375,03	375,03	- 217,77	- 217,77
fev/19	1.488,39	- 755,54	- 756,22	-	732,85	732,17	- 142,08	- 141,40
mar/19	888,59	- 340,36	- 340,36	-	548,23	548,23	-	-
abr/19	422,58	- 3,25	- 3,72	-	419,33	418,86	- 90,49	- 90,02
mai/19	292,43	-	-	-	292,43	292,43	- 36,39	- 36,39
jun/19	-	-	-	-	-	-	-	-
jul/19	13,62	- 2,87	- 2,59	-	10,75	11,03	- 1,22	- 1,50
ago/19	61,35	- 2,69	- 2,69	-	58,66	58,66	-	-
set/19	2,73	- 0,46	- 0,47	-	2,27	2,26	- 0,08	- 0,07
out/19	-	-	-	-	-	-	-	-
nov/19	-	-	-	-	-	-	-	-
dez/19	-	-	-	-	-	-	-	-
jan-dez/19	3.544,72	- 1.105,18	- 1.106,06	-	2.439,54	2.438,66	- 488,03	- 487,15

Assim como a tabela 3, a tabela acima também apresenta os resultados do excedente financeiro, exposição financeira até a garantia física, saldo para alívio de Encargos de Serviços do Sistema – ESS e a exposição financeira de energia secundária, aplicando o método de alocação de energia vigente e o proposto.

Os resultados dessa simulação mostram que quando os participantes do MRE sazonalizam sua energia baseada na produção das usinas hidrelétricas, os dois métodos resultam em valores

muito próximos. Ou seja, considerando que para o ano de 2019 foi sazonalizada a energia hidrelétrica produzida em 2018, os dois modelos de alocação de energia do MRE praticamente levam ao mesmo resultado.

Diante do exposto, conclui-se que quando as alocações de energia do MRE ocorrem em diferentes submercados e há diferenças de PLDs entre eles, a sazonalização da garantia física feita de maneira livre por um grupo de usinas impacta o resultado financeiro daqueles que optam por seguir o perfil de geração do MRE, o que não deveria ocorrer segundo a REN 584. Além disso, observa-se que a proposta de alteração das Regras de Comercialização para que ocorra a mudança da metodologia de alocação da energia no âmbito do MRE resulta no aumento das exposições financeiras negativas e no uso de parte dos recursos destinados ao alívio de ESS para outra finalidade.

3. LASTRO E ENERGIA

Neste capítulo será abordada a discussão sobre a separação entre lastro e energia, além de apresentar uma análise sobre o atributo de requisitos de flexibilidade operativa, para se determinar um montante de lastro marginal a ser contratado pelo sistema. Dessa forma, deve-se entender os conceitos básicos que envolvem o debate.

3.1. MODELO DE ADEQUAÇÃO DOS RECURSOS

Primeiramente, deve-se ter em mente como foi estruturado o modelo vigente para a Adequação dos Recursos, ou seja, como ter certeza de que haverá energia suficiente para atender à demanda de eletricidade se algo inesperado acontecer (como uma emergência de rede ou uma demanda de eletricidade acima do esperado). Sendo assim, o modelo atual do Brasil está baseado em um tripé de Garantia Física, Energia de Reserva e Contratos de Longo Prazo.

A garantia física serve para assegurar uma certa reserva de capacidade de energia no sistema, ao se restringir o volume de vendas dos geradores ao seu valor. Como a garantia física é um valor estatístico que pode sofrer alteração com a matriz elétrica, os valores degradados são contratados como energia de reserva. Já os contratos de longo prazo garantem o fluxo de caixa dos projetos e reduzem a importância do preço de escassez para a remuneração dos investimentos. O preço de escassez significa que não deve haver limite superior para o PLD, como resultado, os preços da eletricidade disparam quando a demanda de eletricidade está no seu ponto mais alto, e esses breves momentos de altos preços de eletricidade são o que incentivam os proprietários de usinas a ter a capacidade da usina disponível para gerar eletricidade.

O problema desse modelo desenhado baseado nesse tripé, é que a garantia física vem se degradando em uma velocidade muito alta, dessa forma, o PLS 232 resolveu tratar desse problema a partir da separação total da contratação de lastro e energia.

3.2. GERAÇÃO X CONSUMO

A energia elétrica é um bem muito específico que possui uma característica peculiar de ser produzida no momento que está sendo consumida, ou seja, deve haver um equilíbrio em tempo real entre a geração e a carga⁶. Fato é que o sistema está tentando a todo momento sair dessa condição de equilíbrio, uma vez que a carga é sazonal e variável, isto significa, que ela depende muito da temperatura e do clima, além de outros fatores.

A geração também possui uma parcela variável e contribui para essa tendência do sistema de sair da condição de equilíbrio, pois depende da oferta de fontes primárias, que no Brasil é muito influenciada pela hidrologia, mas que vem ficando cada vez mais influenciada pelo regime dos ventos e pela radiação solar, como mencionado na introdução deste trabalho. Além disso, a geração é afetada também pelo preço do combustível, preço do câmbio e pela produção de gás que está associado à produção de petróleo.

Essas influências mencionadas no parágrafo acima trazem uma certa inflexibilidade para a geração. Dessa forma, o sistema possui uma parcela de geração baseada em termoeletricidade

⁶ Demanda acrescida das perdas.

que normalmente é associada a ganhos de flexibilidade, mas que tem uma certa inflexibilidade acompanhada, ou seja, não é possível ligá-la e desligá-la a todo momento.

Percebe-se então, que a operação do sistema possui diversas variações, até mesmo aquelas causadas por conta de restrições de linhas de transmissão que podem ocasionar o desequilíbrio entre a carga e a geração.

3.2.1. GERAÇÃO MAIOR QUE A CARGA

Quando se tem geração maior que a carga, devido, por exemplo, a uma geração de fontes intermitentes acima do previsto no planejamento da operação do sistema, deve-se fazer um “corte” na geração, sendo que esse corte está associado a um custo que vai para o Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Dessa maneira, acaba-se criando um incentivo para ter uma expansão associada a fontes renováveis intermitentes com fatores de capacidade ruins⁷, que quando feita sem a implementação de medidas de integração⁸, verifica-se cortes na geração com maior frequência, uma vez que nem toda a geração a partir de fontes renováveis variáveis poderá ser acomodada pelo sistema elétrico, situação conhecida como *Curtailment*⁹.

3.2.2. GERAÇÃO MENOR QUE A CARGA

Quando se tem carga maior que a geração, deve-se fazer um “corte” de carga. Esse corte feito de maneira descontrolada é chamado de *blackout*, já ele feito de maneira controlada é conhecido como *outage*. No Brasil é chamado de Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

3.2.3. ALOCAÇÃO DE RISCO

Quando se fala sobre essa condição de equilíbrio entre geração e consumo, refere-se ao risco de corte de geração e o risco de corte de consumidores (carga).

Sendo assim, deve-se analisar metodologias e mecanismos que tenham como objetivos a redução destes dois riscos mencionados.

3.3. EXISTÊNCIA DE RECURSOS ADEQUADOS

Do ponto de vista físico, para que se tenha confiabilidade do suprimento e evitar o risco de *curtailment* ou *blackout*, é necessário ter uma reserva de capacidade no sistema. Ou seja, é necessário ter capacidade suficiente para atender a carga em um momento crítico, e de certa forma esse é hoje o papel da garantia física. Como dito anteriormente, quando se restringe a

⁷ Instala-se muita potência para ter um volume médio de energia razoável.

⁸ Ações como expansão da rede, implantação adequada de formas flexíveis de geração, armazenamento de energia e alteração da demanda de eletricidade.

⁹ O *curtailment* corresponde à quantidade de energia renovável variável produzida que não é usada para atender à demanda e, portanto, é "perdida". Isto ocorre quando a oferta disponível por fontes renováveis variáveis excede a capacidade da rede para absorvê-la (Sales e Uhlig, 2017).

venda de energia a garantia física, está também garantindo um excesso de capacidade disponível existente.

Além do lastro de potência e de energia, o sistema precisa possuir também fontes que tenham atributos técnicos, econômicos, ambientais e geo-elétricos.

Do ponto de vista comercial, ou regulatório, existem duas alternativas para tratar desse problema. A reserva pode ser constituída descentralizadamente, por meio de um mercado baseado apenas em energia, ou centralizadamente, por meio de um mercado baseado em energia mais mecanismos de capacidade.

No mercado baseado apenas em energia, deve haver preços de escassez sem limite máximo e preços negativos. Dessa maneira, o preço de escassez evita o *blackout*, pois haverá reserva operativa no sistema, e o preço negativo evita o *curtailment*, pois as empresas saem por livre e espontânea vontade. Um problema nesse tipo de mercado é o *Missing Money*, que significa dinheiro insuficiente para bancar a expansão adequada. Isso também é um problema em mercados com fontes predominantemente renováveis, onde o custo marginal tende a ficar abaixo do custo médio de produção.

Como esse é um problema real que tende a se intensificar com a inserção das fontes renováveis, vários países adotam Mecanismos de Capacidade. Que são formas de contratar capacidade baseado em preço ou em quantidade.

3.3.1. MECANISMO DE CAPACIDADE BASEADO EM PREÇO

Mecanismo de capacidade baseado em preço, chamado também de pagamento por capacidade, é um mecanismo onde todos os geradores que estão disponíveis no sistema recebem um valor pelos seus lastros colocados à disposição. Esse valor é um preço, e baseado nesse preço pago, sinaliza-se a expansão da capacidade tanto em termos de potência quanto em termos de energia.

3.3.2. MECANISMO DE CAPACIDADE BASEADO EM QUANTIDADE

Já no mecanismo de capacidade baseado em quantidade, o operador da transmissão ou o governo analisa se existem todos os atributos adequados no sistema, e caso seja verificada a falta de algum atributo ele compra apenas o necessário para completar.

A garantia física, de certa maneira, é um mecanismo de capacidade baseado em quantidade, conhecido como obrigação de capacidade. Dessa maneira, os consumidores são obrigados a estarem 100% contratados e restringe-se os geradores a venda de energia às suas garantias físicas (certificados de lastro).

3.4. SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

Atualmente no Brasil comercializam-se os dois produtos (lastro e energia), e a dúvida permanente nas discussões é qual modalidade de mecanismo de capacidade é mais eficiente.

Pode-se ter um mecanismo de capacidade baseado em quantidade, onde se contrataria apenas o lastro marginal, que seria a opção de construir uma Reserva Estratégica ou uma Opção de Confiabilidade. Ou pode-se ter um mecanismo de capacidade baseado em preço, onde se

pagaria um valor para o gerador estar disponível quando solicitado a operar, que seria a opção de Pagamento de Capacidade.

Diante do exposto e observando que o mundo está caminhando para ter cada vez mais um aumento da inserção das fontes renováveis e intermitentes, observa-se a necessidade de avaliar as externalidades positivas e negativas criadas pela expansão dessas fontes.

Compreende-se que uma das externalidades negativas criada pela inserção desse tipo de fonte é o custo de segurança sistêmica, causado por exemplo, pelo *courtailment* de eólicas. Além disso, experiências de mercados de energia mais desenvolvidos mostram que esse custo sistêmico pode ser evitado na medida que se contrata flexibilidade operativa.

Dessa forma, a próxima seção, visa apresentar uma análise sobre o atributo de requisitos de flexibilidade operativa observando a parcela livre dos consumidores, para se determinar um montante de lastro marginal a ser contratado pelo sistema.

3.5. REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE OPERATIVA

Na medida em que ocorre o aumento da participação das fontes intermitentes, existindo nesse tipo de fonte uma relação direta entre capacidade de produção e disponibilidade do fator energético primário, sua maior inclusão tem como resultado a necessidade de adaptação do sistema elétrico, uma vez que a variabilidade inerente a essas fontes pode ter impacto negativo na confiabilidade e na segurança do sistema.

Quando se trata de fontes com geração não controlável, a incerteza associada à intermitência é um grande desafio relacionado à expansão desse tipo de fonte. Além disso, o fato de não fornecerem capacidade firme para o sistema e o pico de geração não corresponder necessariamente com o pico de demanda, são outros fatores que deixam essa questão ainda mais complexa para o planejamento da expansão e operação. Dessa maneira, investimentos em tecnologias capazes de fornecer maior flexibilidade ao sistema, tornam-se cada vez mais importantes.

3.6. O ATRIBUTO DA FLEXIBILIDADE

3.6.1. INTRODUÇÃO DE NOVAS FONTES DE ENERGIA NA MATRIZ ENERGÉTICA GLOBAL

Desde a primeira turbina eólica ligada à rede elétrica pública na Dinamarca em 1976 até hoje, um longo caminho se desdobrou diante das novas fontes renováveis de geração de energia elétrica no mundo.

Neste caminho, o ser humano ficou mais preocupado e exigente quanto ao desenvolvimento sustentável da economia, e aprendeu que para garantir segurança energética e confiabilidade operativa, a melhor estratégia seria a diversificação de suas matrizes energéticas.

Impulsionado pelos esforços dos países em promover ações de combate às mudanças do clima e incentivar negócios relacionados à economia de baixo carbono, as fontes de energia renováveis passaram a ter uma evolução significativa.

3.6.2. IMPACTO DA INSERÇÃO DAS FONTES NÃO CONTROLÁVEIS NO SISTEMA ELÉTRICO

Em todo o mundo, as fontes alternativas têm crescido de forma expressiva. Sabe-se dessa maneira, que o grande aumento da participação das fontes não controláveis no mix de geração elétrica pode gerar grandes desafios a serem enfrentados pelo setor. “Apesar da complexidade trazida pela intermitência de novas fontes de geração de origem renovável, a integração dessas fontes de geração limpa é essencial para que os países reduzam suas emissões poluentes ligadas à geração de eletricidade e respeitem seus engagements internacionais de política climática. É justamente por sua importância que sua integração deve ser bem planejada.” (FERRAZ, 2012).

Esse novo cenário, traz um grande desafio aos operadores dos sistemas elétricos, uma vez que são observadas grandes variações na geração das fontes intermitentes, condição essa, que os operadores não estavam acostumados a trabalhar quando grande parte do parque gerador era caracterizado por fontes de energia firme, baseada em hidrelétricas com grandes reservatórios ou termoeletricas a carvão. Dessa maneira, a modulação da carga, antes feita de forma previsível, começa a ter uma certa “turbulência”. Sendo assim, as novas fontes variáveis, como solar e eólicas, por exemplo, ampliarão o nível de intermitência na matriz elétrica e trarão consigo desafios para o planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência.

3.6.3. AS RENOVÁVEIS INTERMITENTES NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Como dito anteriormente, é esperado que o nível de intermitência no Sistema Interligado Nacional aumente cada vez mais, devido ao fato da inserção das fontes renováveis intermitentes. Dessa forma, o setor elétrico brasileiro precisará aprender a lidar com a intermitência destas fontes de geração de energia para garantir a segurança energética do País.

No caso brasileiro, o Nordeste é a região onde se observa o maior crescimento desse tipo de fonte no sistema. No dia 22/8/2020, essa região registrou um novo recorde na geração de energia eólica, alcançando um pico de geração de 10.169 MW. Esse montante foi suficiente para abastecer naquele momento 97% da demanda total da região Nordeste.

Outro exemplo dessa mudança estrutural na matriz, é a variabilidade diária – “*Intra e Inter day*” da geração, como observado na figura 13:

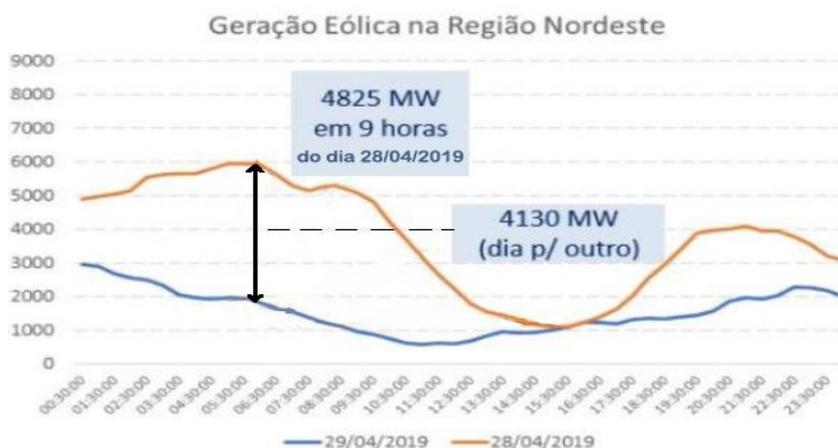


Figura 13: Variação Diária da Geração Eólica.
Fonte: Adaptado ONS, 2019

Observa-se que no dia 28/4/2019, houve uma variação equivalente a 50% da carga máxima do Subsistema Nordeste.

3.7. CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Como mencionado, o planejamento do setor elétrico é fundamental para que se consiga alcançar um aumento de confiabilidade do sistema. Além disso, à medida que a oferta hídrica reduz sua participação e fontes não controláveis passam a assumir o protagonismo da expansão, o monitoramento dos requisitos de flexibilidade torna-se cada vez mais importante.

Dessa forma, pretende-se apresentar nesta seção do trabalho, um estudo baseado na metodologia desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética, para avaliação dos requisitos de flexibilidade operativa, considerando as rampas horárias provenientes de variações da demanda e da produção de recursos não controláveis, como geração eólica e solar fotovoltaica, para a expansão de referência.

Com esse estudo, deseja-se mostrar a importância da contribuição para segurança e confiabilidade do sistema, do consumidor livre/especial 100% contratado com fontes renováveis intermitentes. Ou seja, será estimado um montante de lastro marginal baseado no atributo de flexibilidade operativa a ser contratado pelo sistema para garantir a confiabilidade dos consumidores do Nordeste e Sudeste.

3.7.1. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, empresa pública federal, tem por finalidade prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Uma de suas competências é a elaboração de estudos e análises que nortearão as escolhas do país com vistas à promoção da prestação eficiente do serviço público e do desenvolvimento eficaz de todo o setor de energia.

Depois de definidas as diretrizes de política energética, estudos e pesquisas são realizados para nortear o desenvolvimento do setor energético. Esse conjunto de estudos e pesquisas, quando sistematizados e continuados, constitui o ciclo de planejamento energético integrado e produz instrumentos importantes para ações e monitoramento, como por exemplo, os planos decenais.

3.7.2. PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), constitui o planejamento de curto e médio prazo feito pela EPE. Seu principal objetivo é indicar, e não determinar, as perspectivas, sob a ótica do Governo da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos. Tal visão permite extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia.

Desta forma, o PDE é construído com base nas dimensões mais importantes associadas ao planejamento energético: econômica, estratégica e social. Na dimensão econômica, o PDE visa apresentar as necessidades energéticas sob a ótica do planejamento para permitir o desenvolvimento da economia nacional e, como consequência, a competitividade do País. Na

dimensão estratégica, os estudos do PDE destacam o melhor aproveitamento dos recursos energéticos nacionais, dentro de uma visão de médio e longo prazo e encorajando a integração regional. Por fim, na dimensão social, a expansão da oferta de energia deve ser feita com acesso a toda população brasileira, e considerando seriamente os aspectos socioambientais.

Sendo assim, o PDE é uma grande referência para o setor de energia, além de fonte de dados para pesquisas e desenvolvimentos acadêmicos.

O PDE 2029 traz, pela primeira vez, novas discussões para o contexto do planejamento. Destaca-se uma primeira análise sobre os requisitos de flexibilidade operativa, com foco na maior participação de fontes não controláveis. E como dito anteriormente, é baseado nesta análise que o trabalho segue daqui em diante.

3.7.3. EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

A figura abaixo apresenta a projeção de carga do SIN (energia e ponta) do Mercado de Referência do PDE, sem abater a parcela de geração distribuída. A demanda máxima apresenta a mesma taxa de crescimento da carga de energia, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte. Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente e a expansão contratada até abril de 2019 (EPE, 2020).

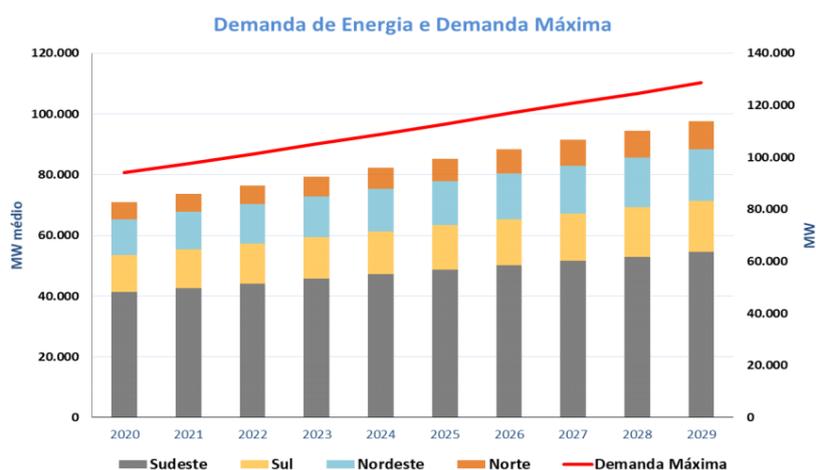


Figura 14: – Projeção de Carga do Mercado de Referência.
Fonte: EPE, 2020

A Figura 15 apresenta a expectativa de operação média mensal, fruto da simulação das 2.000 séries sintéticas com o modelo *Newave*¹⁰. É notória a predominância de fontes renováveis na geração de energia elétrica, complementada com geração termelétrica principalmente nos meses de período seco (EPE, 2020).

Percebe-se um aumento da participação das renováveis não controláveis, que crescem de 19% em 2020 para 29% da carga estimada de 2029.

¹⁰ Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo.

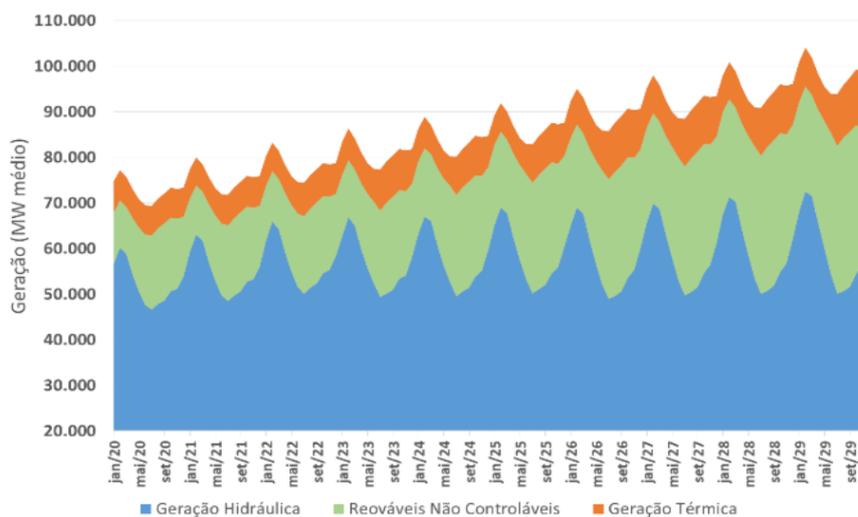


Figura 15: Expectativa de geração mensal para suprimento à carga.

Fonte: EPE, 2020.

Nesta configuração, as usinas termelétricas exercem, em especial, o papel de fornecer a segurança operativa quando o sistema requisitar, tendo como principal característica a flexibilidade operativa, que permite ao Operador fazer uso desse recurso apenas quando o sistema requisitar (EPE, 2020).

Requisitos de flexibilidade estão diretamente associados às mudanças que afetam o balanço entre oferta e demanda de energia. Com o aumento da participação das fontes não controláveis, essas mudanças podem ser intensificadas, exigindo uma maior flexibilidade do sistema.

Dessa forma, propõe-se uma análise detalhada sobre os requisitos de flexibilidade nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

3.7.4. FLEXIBILIDADE NO NORDESTE E SUDESTE/CENTRO-OESTE

O foco desta análise está no cálculo e na avaliação das rampas de cargas, ou seja, na variação destas cargas líquidas entre os intervalos de tempo desejados. Sendo assim, no estudo apresentado a seguir foi utilizado o intervalo entre horas subsequentes de um mesmo dia, onde são calculadas as variações de carga entre esses intervalos. É possível definir a distribuição de probabilidade das rampas, utilizando todos os cenários produzidos de demanda líquida¹¹.

Para essa análise, foram consideradas amostras de curva de carga verificada, agrupadas por mês, do período entre 2013 e 2018, e que foram normalizadas pela respectiva média mensal. Aplicando as projeções mensais de mercado de referência em cada p.u. dessas amostras, obtém-se informação para representar a carga probabilística futura, mostrada na Figura 14.

Para estimar a geração horária das fontes eólica e solar, foram realizadas simulações a partir das medições de vento do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) e simulações solarimétricas realizadas no modelo SAM (*System Advisor Model*).

Conforme a metodologia adotada no plano decenal de expansão do setor elétrico de 2029, divulgado pela EPE, primeiramente as projeções de carga e de geração das fontes não controláveis, em valores médios mensais, fornecidas para o modelo *Newave*, são aplicadas em

¹¹ Calcula-se a demanda líquida horária, através da subtração entre a demanda bruta e a geração não controlável.

N amostras de perfis horários de demanda bruta (DB) e M amostras de perfis horários de geração das fontes não controláveis (GNC). Na sequência, pode-se calcular a demanda líquida horária (DL), de forma cronológica, através da subtração entre a DB e a GNC, combinando todos os cenários possíveis (M x N), desde que preservadas a sazonalidade (mensal) e as características horárias da demanda de energia e da geração das fontes não controláveis.

Desse modo, com os dados obtidos é possível traçar os perfis típicos de carga bruta e líquida dos subsistemas, além de montar suas distribuições de probabilidade das rampas.

3.7.4.1. CURVA DE CARGA

As figuras subsequentes apresentam as curvas de carga típicas de algumas regiões brasileiras.

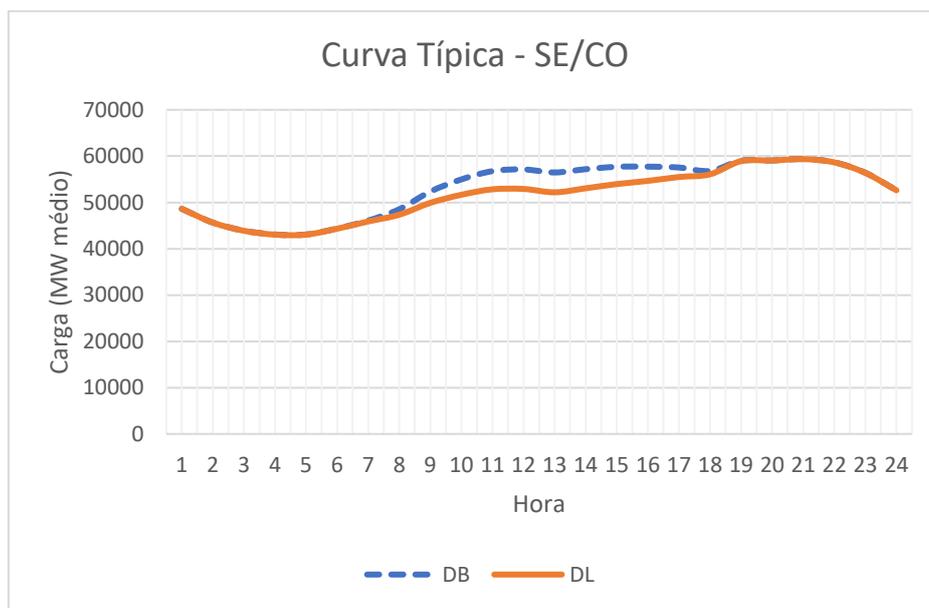


Figura 16: Perfil típico de carga bruta e Líquida do SE/CO.
Fonte: EPE, 2020.

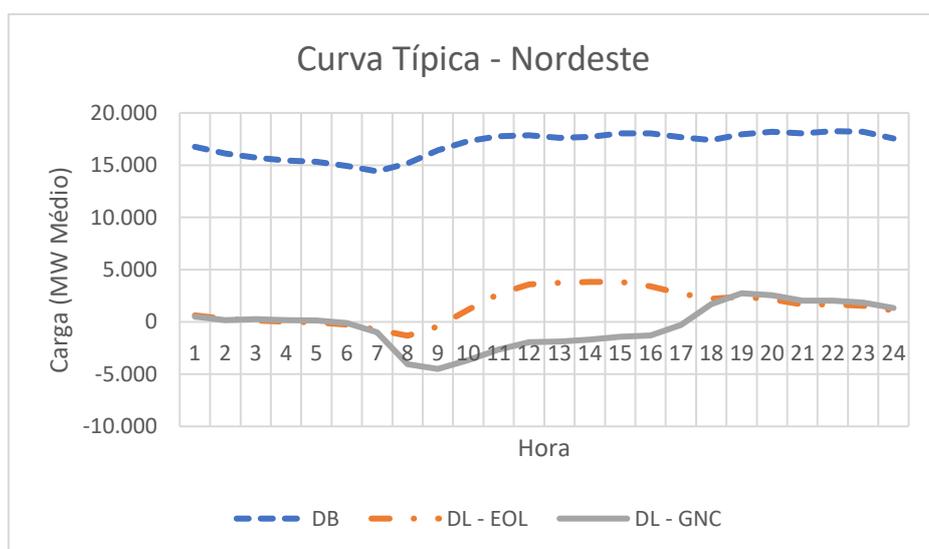


Figura 17: Perfil típico de carga bruta e Líquida do Nordeste.
Fonte: EPE, 2020.

Como verificado na Figura 16 para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a alteração no perfil de carga líquida é definida pela acentuada redução da rampa de tomada de carga durante o período da manhã e por um aumento da variação horária da carga no final da tarde (menos intenso que a rampa matutina da curva de carga bruta). Isso ocorre por conta do efeito portfólio e da grande presença solar fotovoltaica no SE/CO, incluindo a parcela de GD.

Já para o subsistema Nordeste, a curva típica de carga líquida, considerando a geração das fontes eólica e solar fotovoltaica, implica numa rampa negativa no período da manhã e uma rampa positiva de maior intensidade no fim da tarde, coincidente com o instante em que o sol se põe e a produção fotovoltaica é reduzida. Destaca-se ainda que em determinadas horas do dia a geração das fontes não controláveis supera a carga desse subsistema.

3.7.4.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DAS RAMPAS

A avaliação do perfil da distribuição de rampa permite que se verifique o quanto a introdução das fontes renováveis altera os requisitos de flexibilidade do sistema, na escala utilizada, à medida que façam parte da expansão. Além disso, é possível estimar o montante de oferta com tempo de resposta menor ou igual ao intervalo definido que o sistema deve ter para atender aos requisitos de variação, sob um determinado critério de risco.

Tendo isso em mente, quando levadas em considerações as distribuições de rampas de cargas dos dois submercados, percebe-se que as regiões apresentam comportamentos opostos. As figuras subsequentes apresentam as curvas para o Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

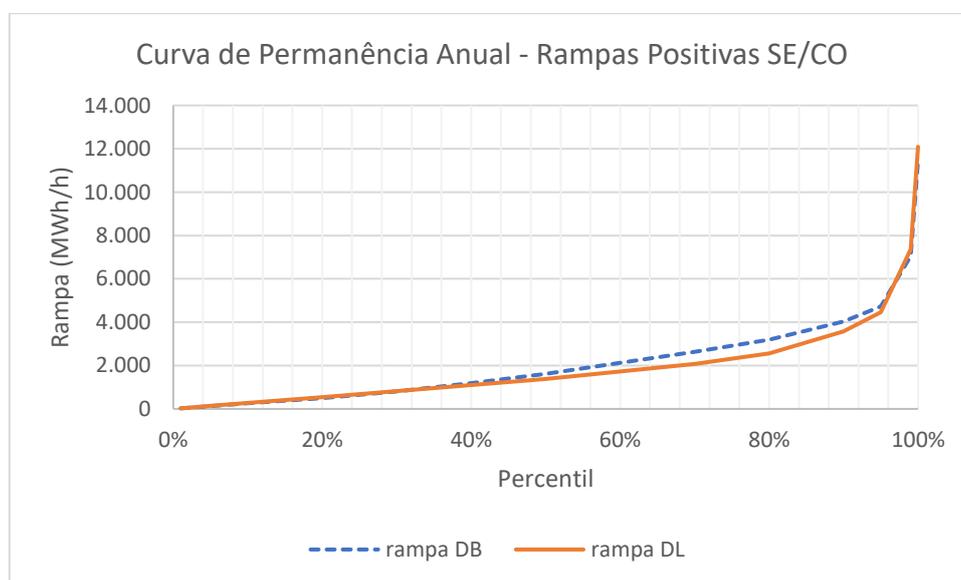


Figura 18: Análise de demanda bruta e líquida do SE/CO em escala anual.
Fonte: EPE, 2020

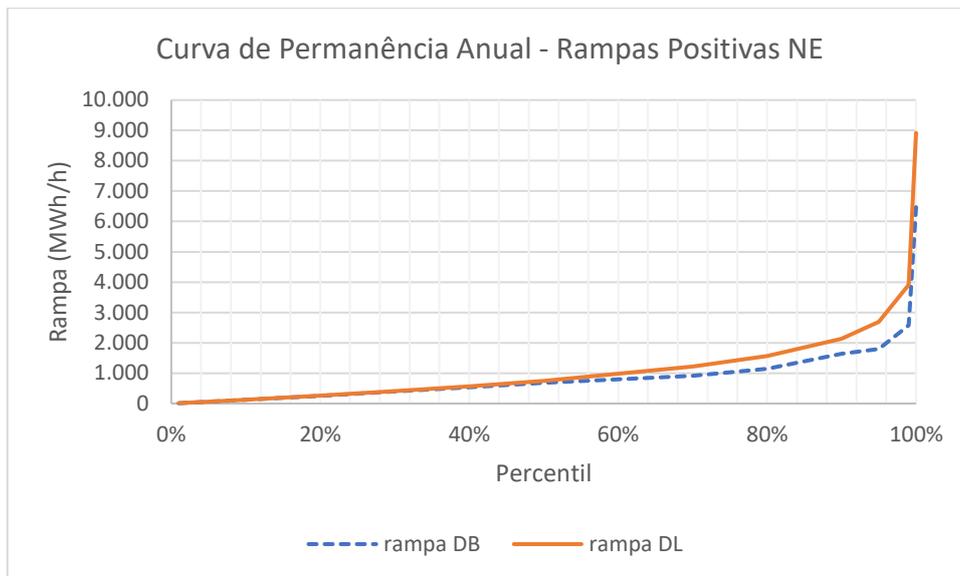


Figura 19: Análise de demanda bruta e líquida do NE em escala anual.
 Fonte: EPE, 2020.

Para a região SE/CO percebe-se que, a distribuição da rampa de carga bruta fica acima da distribuição de rampa de carga líquida para a maioria das situações. Em outras palavras, dependendo do nível de risco aceitável, os requisitos de rampa horária podem ser reduzidos com a participação das fontes não controláveis, propagando seu efeito para o SIN.

Já para a região NE verifica-se o contrário. Pela coincidência do comportamento da carga com a geração fotovoltaica, os aumentos nos requisitos de flexibilidade operativa são grandes e consideráveis.

3.8. RESULTADOS

O objetivo desta seção é aprofundar a discussão feita no cenário de referência. Dessa maneira, propõe-se uma análise detalhada sobre os requisitos de flexibilidade, considerando a carga como sendo a parcela do mercado livre nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

O primeiro passo é determinar o montante de carga do Ambiente de Comercialização Livre (ACL) que está presente em cada submercado. Sendo assim, a Figura 20 mostra a média percentual da carga do ACL em relação à carga de seu submercado considerando o mercado de referência. Observa-se que a média de participação no ambiente livre chega a 46% na região Sudeste/Centro-Oeste, ao passo que na região Nordeste, a média de participação é de 28% para o ano de 2029.

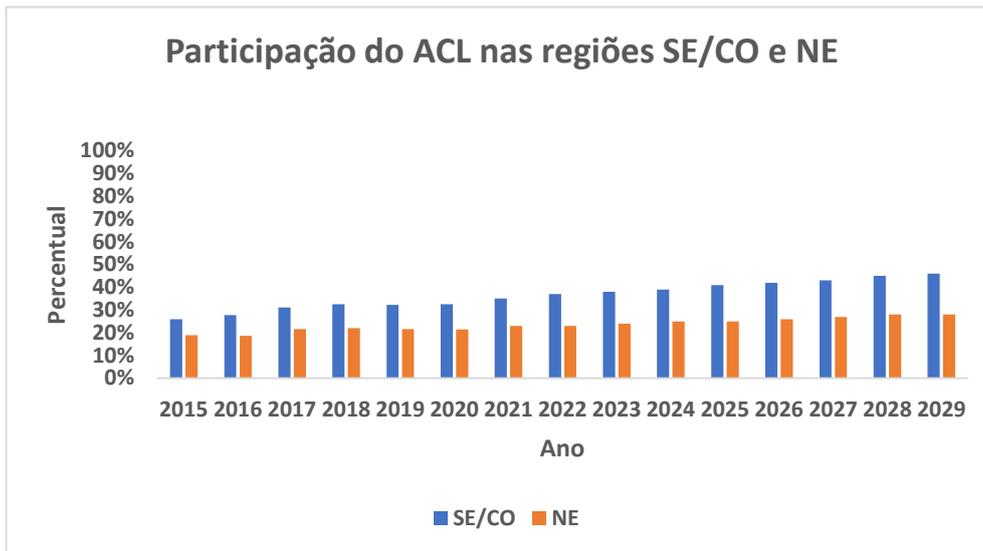


Figura 20: Percentual de Carga Livre nas Regiões SE/CO e NE.
Fonte do autor.

Considerando o percentual de participação da carga do ACL em seu submercado, mostrada na figura anterior, têm-se as seguintes curvas típicas de cargas:

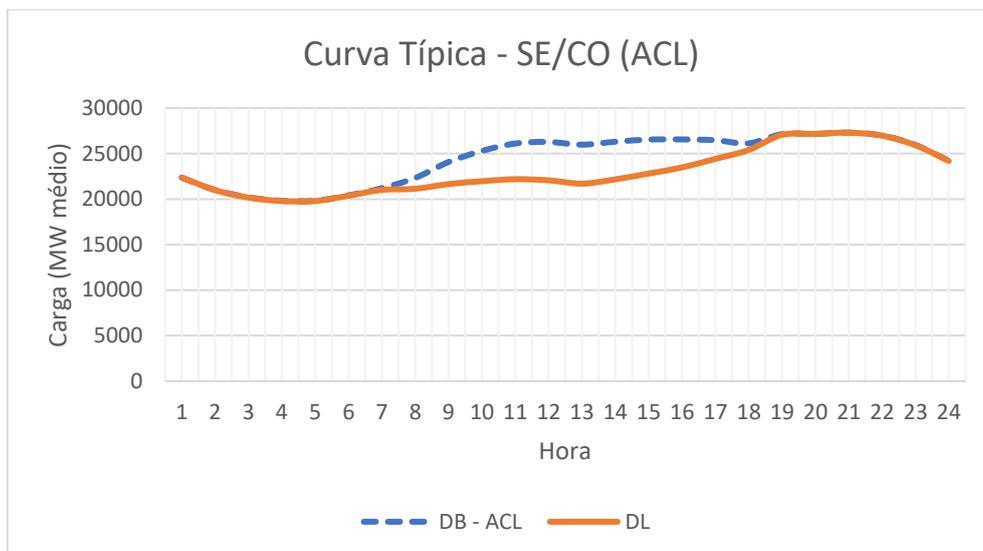


Figura 21: Perfil típico de carga bruta e líquida SE/CO – Parcela ACL.
Fonte do autor.

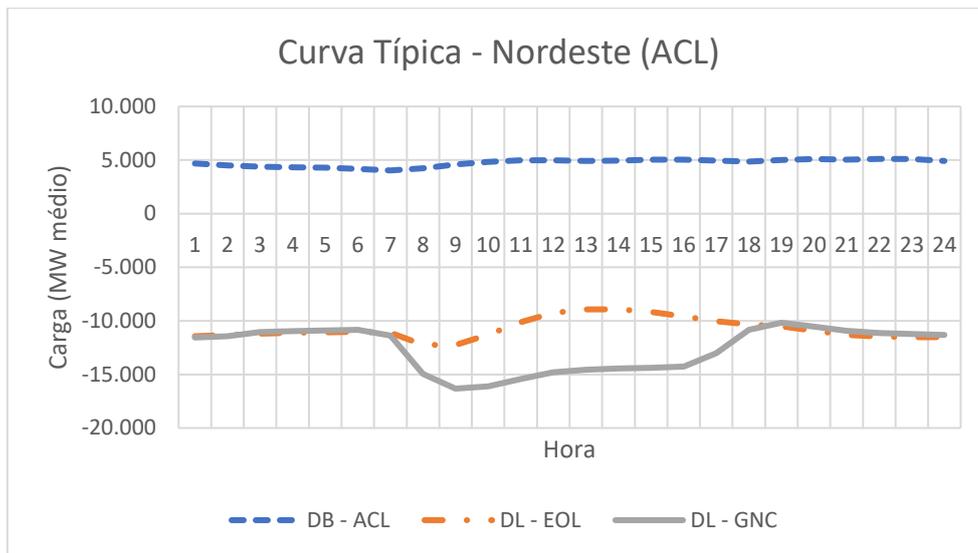


Figura 22: Perfil típico de carga bruta e líquida NE – Parcela ACL.
Fonte do autor

Percebe-se que as análises feitas anteriormente na subseção 3.7.4.1 para as curvas considerando a carga total dos dois submercados, servem também para as curvas da parcela do ACL. Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a alteração no perfil de carga líquida é definida pela quase redução total da rampa de tomada de carga durante o período da manhã e por um aumento da variação horária da carga no final da tarde, porém ao contrário da análise feita para a carga total, na parcela do ACL a intensidade é quase igual a rampa matutina da curva de carga bruta. Explicada pela grande presença solar fotovoltaica no SE/CO.

Já para a região Nordeste, considerando a parcela do ACL, destaca-se que em todas as horas do dia a geração das fontes não controláveis supera a carga desse subsistema.

Avaliando as distribuições de rampas de cargas da parcela do ACL de cada região, observa-se o mesmo comportamento da análise feita com a carga total, porém com os efeitos intensificados, como mostrado nas figuras abaixo:

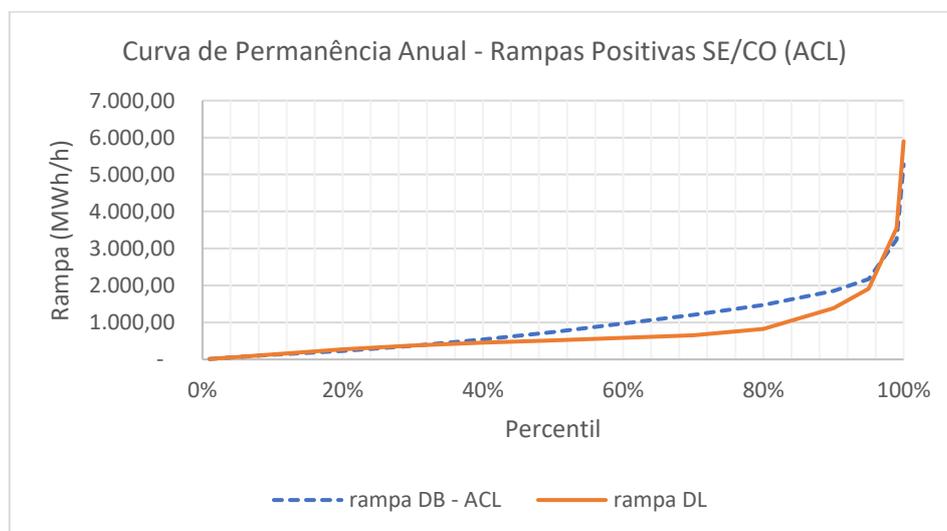


Figura 23: Análise de Demanda Bruta e Líquida da Parcela do ACL do SE/CO em escala anual.

Fonte do autor.

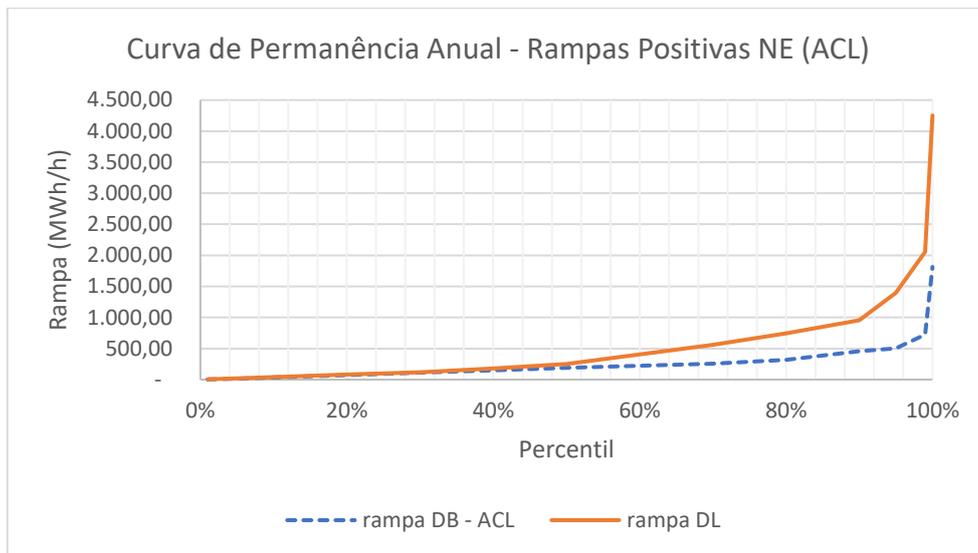


Figura 24: Análise de Demanda Bruta e Líquida da Parcela do ACL do NE em escala anual.
Fonte do autor.

Enquanto a região Sudeste/Centro-Oeste reduz o seu requisito de rampa, na região Nordeste o aumento nos requisitos de flexibilidade operativa chega a ser 129%. A figura abaixo apresenta a variação entre requisitos com e sem a participação das fontes intermitentes considerando a média das distribuições. Observa-se que o Nordeste apresenta aumento de requisito, enquanto o Sudeste/Centro-Oeste, apresenta redução.

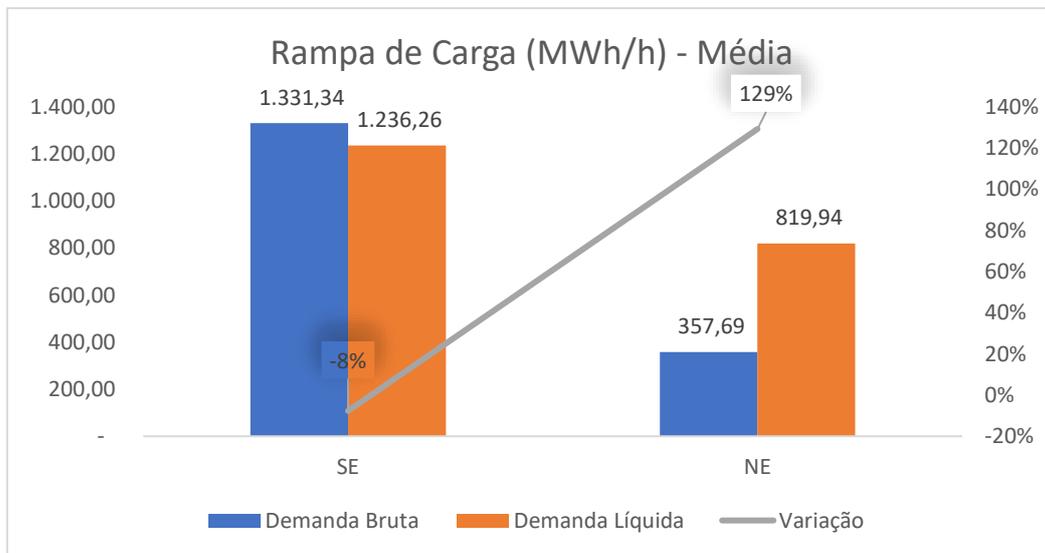


Figura 25: Variação dos requisitos de rampa com e sem as fontes intermitentes.
Fonte do autor.

Diante do que foi apresentado nas figuras 23 e 24, a avaliação da situação para os subsistemas SE/CO e NE mostra a necessidade de cerca de 1.913 MWh/h para o atendimento aos requisitos de variação de carga do SE/CO e 1.395 MWh/h para o NE, considerando 95% das possíveis ocorrências. Dessa forma, esses seriam os montantes de lastro Marginal que deveriam ser contratados para cada região analisada para que se tenha o suprimento assegurado conforme a expectativa de crescimento de carga.

Conclui-se que a parcela de consumidor livre além de usufruir de atributos do sistema, não colaboram com sua contratação que é feita totalmente pelo mercado regulado por meio dos leilões centralizados do governo. Dessa forma, verifica-se a importância de se ter ambos os ambientes de contratação (ACL e ACR) contribuindo para a segurança do sistema.

4. CONCLUSÃO

No tocante ao capítulo 2, conclui-se que quando as alocações de energia do MRE ocorrem em diferentes submercados e há diferenças de PLDs entre eles, a sazonalização da garantia física feita de maneira livre por um grupo de usinas impacta o resultado financeiro daqueles que optam por seguir o perfil de geração do MRE, o que não deveria ocorrer segundo a REN 584. Além disso, conclui-se que a proposta de alteração das Regras de Comercialização para que ocorra a mudança da metodologia de alocação da energia no âmbito do MRE resulta no aumento das exposições financeiras negativas e no uso de parte dos recursos destinados ao alívio de ESS para outra finalidade.

Do ponto de vista dos consumidores, percebe-se que essa classe vem se tornando o principal tomador de riscos do Setor Elétrico Brasileiro, mesmo sendo a classe com menor poder de gestão sobre os mesmos. Portanto, avalia-se que a forma de alocação da energia no MRE não deve ser modificada.

Quanto ao capítulo 3, de acordo com o apresentado nas figuras 23 e 24, a avaliação da situação para os subsistemas SE/CO e NE mostra a necessidade de cerca de 1.913 MWh/h para o atendimento aos requisitos de variação de carga do SE/CO e 1.395 MWh/h para o NE, considerando 95% das possíveis ocorrências. Dessa forma, esses seriam os montantes de lastro Marginal que deveriam ser contratados para cada região analisada para que se tenha o suprimento assegurado.

Apesar de ter sido uma abordagem simplificada sobre o tema, é possível identificar alguns padrões e trazer pontos relevantes para discussão do assunto.

Um ponto importante diz respeito ao suprimento local e sistêmico. A dispersão espacial dos recursos renováveis pode levar a impactos positivos quando analisamos o SIN como um todo, devido ao efeito portfólio, entre geração solar, eólica e a carga. Por outro lado, como pode haver grande concentração de recursos com o mesmo perfil em uma única região, a análise locacional não pode deixar de ser vista com muita atenção.

Diante do exposto, observa-se que quando se trata de Modernização do Setor Elétrico, depara-se com temas extremamente complicados, muitos deles interligados, e que por diversas vezes exigem soluções complexas.

5. BIBLIOGRAFIA

Agência Internacional de Energia – AIE (*International Energy Agency – IEA*). “**OECD electricity production by fuel type.**” 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/oecd-electricity-production-by-fuel-type> Acessado em: Novembro de 2020.

Agência Internacional de Energia – AIE (*International Energy Agency – IEA*). “**Brazil**”. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/brazil> Acessado em: Novembro de 2020.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “**Resolução Normativa N° 584**”. 2013. Brasília, Distrito Federal. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013584.pdf> Acessado em: Novembro de 2020.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “**Consulta 033/2019**”. 2019. Brasília, Distrito Federal. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=ZU8KDzw3&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3379&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica Acessado em: Novembro de 2020

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “**Nota Técnica no 107/2019-SRG/ANEEL**”. 2019. Brasília, Distrito Federal.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “**Nota Técnica nº 104/2020-SRM/ANEEL**”. 2020. Brasília, Distrito federal.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “**Nota Técnica nº 023/2020–SRG/ANEEL**”. 2020. Brasília, Distrito federal.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. “**Regras de Comercialização: Garantia Física.**”. 2020. Versão 2020.04.0

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. “**Regras de Comercialização: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).**”. 2020. Versão 2020.02.0

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. “**Regras de Comercialização: Tratamento das exposições.**”. 2020. Versão 2020.03.0

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. “**Regras de Comercialização: Tratamento das exposições.**”. 2020. Versão 2020.03.0

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. “**Procedimentos de comercialização: Módulo 3: Contratação de Energia e Potência.**”. 2015. Versão 2.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. “**Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**”. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029> Acessado em: novembro de 2020.

Ferraz, Clarice. “**O Plano Decenal de Expansão e a Integração das Fontes Renováveis**”. 2012. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2012/10/01/o-plano-decenal-de-expansao-e-a-integracao-das-fontes-renovaveis/> Acessado em: Novembro de 2020.

Godoi, Maurício. “**Migração ao ACL volta a acelerar em 2019, aponta CCEE**”. Canal Energia. 2019. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53120742/migracao-ao-acl-volta-a-acelerar-em-2019-apont-a-ccee> Acessado em: Novembro de 2020.

Operador Nacional do Sistema elétrico – ONS. “**Relatório: FT – PrevCargaDessem**”. Setembro de 2019. Brasília, Distrito federal. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/9/46/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=/sites/9/46/Produtos/488/26-09-2019_150355 Acessado em: Novembro de 2020.

SALES, Claudio; UHLIG, Alexandre. “**A energia renovável variável**”. Valor Econômico. São Paulo, 10 de Outubro de 2017. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/sales90.pdf> Acessado em: Novembro de 2020.

Senado Federal. “**Projeto de Lei do senado nº 232**”. 2016. Brasília, Distrito federal. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049> Acessado em: novembro de 2020.