



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ VICTOR RODRIGUES NASCIMENTO DA SILVA

**ABORDAGEM HÍBRIDA DETERMINÍSTICA E ESTOCÁSTICA PARA
QUANTIFICAÇÃO DE CONSTRAINED-OFF FUTURO PARA FONTES
RENOVÁVEIS**

Recife

2024

ANDRÉ VÍCTOR RODRIGUES NASCIMENTO DA SILVA

**ABORDAGEM HÍBRIDA DETERMINÍSTICA E ESTOCÁSTICA PARA
QUANTIFICAÇÃO DE CONSTRAINED-OFF FUTURO PARA FONTES
RENOVÁVEIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:
Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas

Coorientador: Prof. Dr. José Filho da Costa Castro

Recife

2024

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

Silva, André Victor Rodrigues Nascimento da.

Abordagem híbrida determinística e estocástica para quantificação de constrained-off futuro para fontes renováveis / André Victor Rodrigues Nascimento da Silva. - Recife, 2024.

96p. : il., tab.

Orientador(a): Pedro André Carvalho Rosas

Coorientador(a): José Filho da Costa Castro

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2024.

Inclui referências.

1. Constrained-off. 2. Fontes Renováveis Variáveis. 3. Sistema de Transmissão. 4. Newton-Raphson. 5. Análise Determinística de Fluxo de Potência. 6. Análise Estocástica de Produção de Energia. I. Rosas, Pedro André Carvalho. (Orientação). II. Castro, José Filho da Costa. (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

ANDRÉ VICTOR RODRIGUES NASCIMENTO DA SILVA

**ABORDAGEM HÍBRIDA DETERMINÍSTICA E ESTOCÁSTICA PARA
QUANTIFICAÇÃO DE CONSTRAINED-OFF FUTURO PARA FONTES
RENOVÁVEIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 24/07/2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof^o. Dr. Pedro Andre Carvalho Rosas (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof^o. Dr. José Filho da Costa Castro (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof^a. Dr^a. Joisa Campanher Dutra Saraiva (Examinador Externo)
Fundação Getúlio Vargas - FGV EPGE

Prof^o. Dr. Jeydson Lopes da Silva (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente à minha esposa e melhor amiga, Nataly Rodrigues da Silva, por seu apoio incondicional ao longo desse percurso desafiador. Sua presença constante, amor e cuidado foram fundamentais durante este processo de pesquisa.

Aos meus pais, André Luiz e Azenilda Tavares, fontes inesgotáveis de amor, sabedoria e apoio. Obrigado por formarem os alicerces dos valores que carrego e inspiração para a vida.

Ao meu querido irmão, André Hugo, pelo apoio e por ser um exemplo de dedicação, comprometimento e retidão.

Ao meu orientador e amigo, Pedro Andre Carvalho Rosas, minha profunda gratidão pelos conhecimentos transmitidos, oportunidades abertas e confiança depositada. Sua orientação foi fundamental para a realização deste trabalho.

Agradeço à UFPE, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) e ao Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) pela oportunidade e conhecimento transmitido desde a graduação.

Aos meus companheiros de carreira e amigos, Caarem Studzinski, Paulo Ferreira e Arthur Athayde Pinheiro, agradeço a colaboração inestimável e por serem fontes de inspiração, apoio e amizade ao longo desta jornada.

Ao professor José Filho Castro, pelo incentivo à realização deste trabalho e valiosas contribuições.

Aos meus colegas da Aeroespacial, pelo estímulo e apoio durante a elaboração desta dissertação.

À minha amada família e aos queridos amigos, por proporcionarem momento de leveza, alegria e muito carinho.

Finalmente e acima de tudo, agradeço a Deus, minha fonte de inspiração e ensinamentos, que ao longo da jornada e em momentos especiais, colocou cada uma das incríveis pessoas mencionadas em meu caminho.

RESUMO

Este estudo aborda a aplicação de uma metodologia híbrida determinística e estocástica para quantificar os eventos de constrained-off em Fontes Renováveis Variáveis (FRV), particularmente eólica e solar, e sua aplicação em um estudo de caso no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil para o ano 2025. Através da integração de análises determinísticas, que incluem simulações de fluxo de potência utilizando o método Newton-Raphson, e análises estocásticas que avaliam o comportamento variável da demanda e da geração, o estudo fornece uma avaliação detalhada dos impactos da inserção de capacidades significativas de energia renovável na rede elétrica. Os cenários analisados, com capacidades instaladas de 47,7 GW e 77,7 GW de FRV, apresentaram uma projeção de corte de geração de, respectivamente, 1,8% e 19,4% da energia renovável por estas fontes, com cortes de 6,1% e 28,7% da energia renovável por estas fontes em setembro, maior constrained-off. A pesquisa aponta a necessidade de melhorias na infraestrutura de transmissão e na implementação de tecnologias de armazenamento para mitigar os efeitos adversos dos eventos de constrained-off. Além disso, discute-se a necessidade de políticas energéticas adaptativas que possam facilitar uma transição eficiente para um sistema energético mais sustentável e resiliente. Os resultados indicam que, sem melhorias significativas na infraestrutura e sem uma gestão de carga adequada, os eventos de constrained-off podem se tornar mais frequentes e intensos, comprometendo a estabilidade e eficiência do sistema elétrico, a sustentabilidade econômica dos empreendimentos de geração e os novos investimentos em renováveis.

Palavras-chave: Constrained-off; Fontes Renováveis Variáveis; Sistema de Transmissão; Metodologia Híbrida; Newton-Raphson; Energia Renovável; Análise Determinística de Fluxo de Potência; Análise Estocástica de Produção de Energia; Energia Eólica; Energia Fotovoltaica.

ABSTRACT

This study addresses the application of a hybrid deterministic and stochastic methodology to quantify constrained-off events in Variable Renewable Energy (VRE) sources, particularly wind and solar, and its application in a case study on the Sistema Interligado Nacional (SIN) for the year 2025. Through the integration of deterministic analyses, which include power flow simulations using the Newton–Raphson method, and stochastic analyses that evaluate the variable behavior of demand and generation, the study provides a detailed assessment of the impacts of significant renewable energy capacities integration into the power grid. The analyzed scenarios, with installed capacities of 47.7 GW and 77.7 GW of VRE, projected generation cuts of 1.8% and 19.4% of renewable energy from these sources, respectively, with cuts of 6.1% and 28.7% of renewable energy from these sources in September, the highest constrained-off month. The research highlights the need for improvements in transmission infrastructure and the implementation of storage technologies to mitigate the adverse effects of constrained-off events. Additionally, the need for adaptive energy policies that can facilitate an efficient transition to a more sustainable and resilient energy system is discussed. The results indicate that, without significant infrastructure improvements and proper load management, constrained-off events may become more frequent and intense, compromising the stability and efficiency of the power system, the economic sustainability of generation projects, and new investments in renewables.

Keywords: Constrained-off; Variable Renewable Energy; Transmission System; Hybrid Methodology; Newton-Raphson; Renewable Energy; Deterministic Power Flow Analysis; Stochastic Energy Production Analysis; Wind Energy; Photovoltaic Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curtailment de energia renovável em diversos países, entre 2010 e 2022 (IEA, 2023).....	18
Figura 2 – Parte 1 – Método Determinístico – violações por razão elétrica	37
Figura 3 – Parte 2 – Método Estocástico – violações por razão energética	39
Figura 4 – Etapa 2 – Estimativa de geração futura por fontes renováveis variáveis..	45
Figura 5 – Mapa georreferenciado do Sistema Interligado Nacional Brasileiro – SIN	50
Figura 6 – Localização dos conjuntos de usinas eólicas (a) e fotovoltaicas (b) em operação, na região do estudo.....	51
Figura 7 – O Sistema em Números. Evolução da Capacidade Instalada do SIN - maio/2024 - Dezembro/2028.....	51
Figura 8 – Curvas de permanência utilizadas no estudo para obtenção dos limiares de inserção de FRV nos estudos de fluxo de potência, para os patamares de carga leve, média e pesada	58
Figura 9 – Perfis horários de cada dia da semana da (a) carga em p.u. da carga média anual, obtida a partir da série histórica de carga e (b) carga projetada para 2025, a partir da previsão de carga do PDE 2031.....	59
Figura 10 – (a) comparativo entre crescimento de MMGD UFV efetivo e cenários de expansão projetados pela EPE no PDF2032; (b) Ajusta da projeção de MMGD para os próximos anos.....	61
Figura 11 – Médias horárias da curva de carga ajustada pela MMGD UFV projetada para 2025	62
Figura 12 – Evolução das potências instaladas e fator de capacidade de eólicas e fotovoltaicas na área de estudo e período de dados selecionado para o estudo.....	62
Figura 13 – Perfis (a) horário e (b) mensal médio de fator de capacidade dos conjuntos de eólicas e fotovoltaicas da área de estudo	63
Figura 14 – LIFRVfp e LIFRVcarga: Perfis (a) horários e (b) mensais máximos, médios e mínimos de limites de inserção no SIN de FRV nas regiões NE e SE para o ano de 2025	73
Figura 15 – LIFRVfp, LIFRVcarga e LIFRVfinal nas regiões NE e SE: Séries horárias dos meses de janeiro, maio e setembro de 2025 dos limites de inserção de FRV.....	74

Figura 16 – Limiares de inserção de fontes renováveis variáveis (LIFRV) nas regiões NE e SE: Valores máximos, médios e mínimos (a) horários e (b) mensais, em MW, e desvios da média máximos, médios e mínimos (c) horários e (d) mensais dos limites de inserção de FRV para o ano de 2025	74
Figura 17 – Limiares de inserção de fontes renováveis variáveis (LIFRV): valores máximos, médios e mínimos horários mensais, em GW, dos limites de inserção no SIN de FRV nas regiões NE e SE para o ano de 2025	75
Figura 18 – Distribuições de frequência de fator de capacidade anual dos resultados das 2000 simulações de Monte Carlo Multivariado para os conjuntos das eólicas e fotovoltaicas e do total de usinas na área de estudo, dos cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, acima) e FRV2 (77,7 GW, abaixo).....	77
Figura 19 – Cenário de geração FRV1 (47,7 GW) nas regiões NE e SE: Valores máximos, médios e mínimos (a) horários e (b) mensais, em MW, e desvios da média máximos, médios e mínimos (c) horários e (d) mensais de geração por fontes renováveis variáveis para o ano de 2025.....	78
Figura 20 – Cenário de geração FRV2 (47,7 GW) nas regiões NE e SE: Valores máximos, médios e mínimos (a) horários e (b) mensais, em MW, e desvios da média máximos, médios e mínimos (c) horários e (d) mensais de geração por fontes renováveis variáveis para o ano de 2025.....	79
Figura 21 – Geração P50 horária, médias diárias, mensais e horárias dos conjuntos de geração eólica e fotovoltaica para os cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, lado esquerdo) e FRV2 (77,7 GW, lado direito)	80
Figura 22 – Cenário de Geração FRV1 (47,7 GW) nas regiões NE e SE: Geração, corte por constrained-off hora a hora dos meses de janeiro, maio e setembro de 2025	81
Figura 23 – Cenário de Geração FRV2 (77,7 GW) nas regiões NE e SE: Geração, corte por constrained-off hora a hora dos meses de janeiro, maio e setembro de 2025	81
Figura 24 – Geração P50 – Constrained-off diário, mensal, e horário médios dos conjuntos de geração eólica e fotovoltaica para os cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, lado esquerdo) e FRV2 (77,7 GW, lado direito)	83
Figura 25 – Geração P50 – Constrained-off do mês de setembro e o do dia 06/setembro de 2025, dos conjuntos de geração eólica e fotovoltaica para os cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, lado esquerdo) e FRV2 (77,7 GW, lado direito)	84

LISTA DE TABELAS

Tabela I – Experiência Internacional – Critérios de <i>curtailment</i>	23
Tabela II – Experiência Internacional – Compensação econômica do <i>curtailment</i> ...	23
Tabela III – Experiência Internacional – Mitigação de risco de <i>curtailment</i>	25
Tabela IV – Cenários da expansão de usinas por fontes renováveis variáveis consideradas no estudo. Capacidade em operação obtida em 16 de março de 2024.....	52
Tabela V – Detalhamento de potências instaladas eólica e fotovoltaica consideradas no estudo para os dois cenários de expansão de renováveis, por unidade federativa.....	53
Tabela VI – Detalhamento de potências instaladas eólica e fotovoltaica consideradas no estudo para os dois cenários de expansão de renováveis, por ponto de conexão	53
Tabela VII – Casos de fluxo de potência para estudos em regime permanente, no formato do ANAREDE	55
Tabela VIII – Fatores de capacidade por grupo de usinas para frequências de excedência no passo de 5%, para os patamares de carga leve, média e pesada	57
Tabela IX – Incertezas da variabilidade da carga (%) em base horária, $\sigma_{carga, var}$	66
Tabela X – Incertezas do incremento interanual da carga, $\sigma_{carga, inter}$	66
Tabela XI – Fatores de capacidade anuais médios para os anos 2018 a 2022 e correlação entre as fontes	67
Tabela XII – Incertezas padrão dos fatores de capacidade, em porcentagem da energia	68
Tabela XIII – Valores de $LIFRV_{fp}$ e respectivos fatores limitantes para injeção de potência das usinas eólicas e fotovoltaicas da área de estudo	71
Tabela XIV – Memorial de cálculo do $k_{frv, carga}$, utilizado $LIFRV_{carga}$	72
Tabela XV – Geração P50 para as Fontes Renováveis Variáveis na Área de Estudo, Ano 2025, para os dois cenários de expansão de renováveis	79
Tabela XVI – Cenário de Geração FRV1 (47,7 GW): Constrained-off projeto para as usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões NE e SE do Brasil para 2025.....	82
Tabela XVII – Cenário de Geração FRV2 (77,7 GW): Constrained-off projeto para as usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões NE e SE do Brasil para 2025.....	82
Tabela XVIII – Memorial de cálculo da incerteza associada à variação dos valores de $LIFRV_{fp}$ ($\sigma_{fp, var}$)	85

Tabela XIX – Incerteza padrão do constrained-off projeto para as usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões NE e SE do Brasil para 2025	85
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANARED	Programa de Análise de Redes
E	
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCS	Banco de Capacitores em Série
CA	Corrente alternada
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CVU	Custo Variável Unitário
DN	Divergência Numérica
EIM	<i>Energy Imbalance Markets</i> (Mercados de Desequilíbrio de Energia)
EOL	Usina de geração eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
F.C./FC	Fator de Capacidade
FNNE	Fluxo de potência no Intercâmbio entre os submercados Norte e Nordeste
FRV	Fontes Renováveis Variáveis
FSENE	Fluxo de potência no Intercâmbio entre os Sudeste e Nordeste
GD	Geração Distribuída
GRV	Geração Renovável Variável
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
LIFO	<i>Last-In-First-Out</i>
LIFRV	Limiares de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis
LT	Linha de Transmissão
MMCM	Método de Monte Carlo Multivariado
MMGD	Mini e Microgeração Distribuída
MPO	Manual de Procedimentos da Operação
N	Região Norte do Brasil ou critério de confiabilidade para sistema elétrico íntegro
NE	Região Nordeste do Brasil
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P50	Probabilidade de excedência de cinquenta por cento
PAR/PEL	Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
pu	Por unidade / <i>per unit</i>
RNA	Rede Neural Artificial
SE	Região Sudeste do Brasil
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFV	Usina de geração fotovoltaica
VRS	<i>Variable Renewable Sources</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$LIFRV$	Limiars de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis, em MW
$LIFRV_{fp}$	Limiars de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis obtidos a partir das análises de fluxo de potência, em MW
$LIFRV_{fp,ele}$	Limiars de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis obtidos a partir das análises de fluxo de potência, por razão confiabilidade elétrica, em MW
$LIFRV_{fp,ene}$	Limiars de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis obtidos a partir das análises de fluxo de potência, por razão energética, em MW
$LIFRV_{fp,h}$	Limiars de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis obtidos a partir das análises de fluxo de potência, para cada hora futura h, em MW
$LIFRV_{carga}$	Limiars de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis obtidos a partir da carga, em MW
$carga_{pu,h}$	Carga, em pu, para cada hora h
$carga_{mw,h,historica}$	Carga horária histórica, em MW _{méd}
$carga_{mw,méd,ano}$	Carga média do ano, em MW _{méd}
h	Hora do dia ou hora do ano
s	Dia da semana
m	Mês
$carga_{méd,pu,hsm}$	Média da carga histórica para uma determinada hora do dia h, dia da semana s, mês m, em pu
$carga_{dpa,pu,hsm}$	Desvio padrão da carga histórica para uma determinada hora do dia h, dia da semana s, mês m, em pu
$carga_{mw,h,futura}$	Série de carga horária para o período futuro
$carga_{pu,h,futura}$	Série horária de carga para o período futuro, em pu
$carga_{mw,méd,ano,futuro}$	Série de carga média anual futura prevista, em pu
$carga_{mw,h,futura,semGD}$	Série horária de carga futura, sem MMGD, em MW _{méd}
$carga_{mw,h,futura}$	Série horária de carga futura, em MW _{méd}
$MMGD_{UFV_h}$	Série horária de geração MMGD futura, em MW _{méd}
$k_{frv,carga}$	Razão entre a $LIFRV_{fp,ene}$ e a carga do cenário (carga)
$LIFRV_h$	Limiars de Inserção de Fontes Renováveis Variáveis obtidos, para cada hora futura h, em MW
$FC_{historica,g}$	Séries horárias de fator de capacidade de um grupo de usinas g, em %
$G_{historica,g}$	Séries horárias de geração de um grupo de usinas g, em MW _{méd}
$P_{historica,g}$	Séries horárias de potência instalada de um grupo de usinas g, em MW
$FC_{g,méd,h}$	Média de fator de capacidade de um grupo de usinas g, em %
$FC_{g,dpa,h}$	Desvio padrão de fator de capacidade de um grupo de usinas g, em %
g	Grupo de usinas
$qtdMMCM$	Quantidade de simulações com o Método de Monte Carlo Multivariado (MMCM)
ρ	Matriz de correlação

$\rho_{n,m}$	Correlação entre dois conjuntos n e m quaisquer
R	Coefficiente de correlação
L	Matriz triangular inferior L da decomposição de Cholesky
L^T	Transposta da matriz triangular inferior L da decomposição de Cholesky
$FC_{qtdMMCM,g,indep.}$	Matriz onde as linhas são as médias anuais de F.C. seguindo uma distribuição normal padrão e as colunas são os grupos, porém sem correlação determinada entre as colunas
$\mu_{anual,g}$	Média anual associada à cada grupo de FRV, em fator de capacidade
$\sigma_{anual,g}$	Incerteza anual associada à cada grupo de FRV, em fator de capacidade
$randn$	Cálculo de valor randômico entre zero e 1, conforme distribuição normal.
$FC_{qtdMMCM,g,correl}$	Matriz onde as linhas são as médias anuais de F.C. seguindo uma distribuição normal padrão e as colunas são os grupos, e as colunas são correlacionadas entre si de acordo com a matriz de correlação
$FC_{qtdMMCM,g,indep.}$	Matriz onde as linhas são as médias anuais de F.C. seguindo uma distribuição normal padrão e as colunas são os grupos, porém sem correlação determinada entre as colunas
$geração_{g,h,mmcm}$	Geração horária por grupo g, para cada hora futura h, e para cada simulação de MMCM, em MW
$FC_{g,méd,h}$	Fator de capacidade horário por grupo g, para cada hora futura h, em %;
$P_{inst,fut,g,h}$	Potência instalada futura por grupo g para cada hora futura h, em MW
$FC_{g,méd.anual,mmcm}$	Fator de capacidade médio anual por grupo g e para cada simulação de MMCM
$FC_{g,méd.anual,base}$	Fator de capacidade médio anual por grupo g
$geração_{FRV,h,mmcm}$	Séries de geração horária para o período futuro, em MWméd
$GCUT_{tot}(hf)$	Geração de energia cortada na área de estudo para a hora h, em MWméd
$GFUT_{tot}(h)$	Geração de energia futura na área de estudo para a hora h, em MWméd
$LIFRV(h)$	Limiar de geração de energia na área de estudo para a hora h, em MWméd

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DO CONSTRAINED-OFF NO MUNDO	18
1.2	CONTEXTO REGULATÓRIO BRASILEIRO	25
1.3	CARACTERÍSTICAS DO MÉTODO PROPOSTO	27
1.4	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	30
1.5	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	31
2	METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE CONTRAINED-OFF	32
2.1	RAZÕES DE CONSTRAINED-OFF	33
2.2	ETAPA 1: LIMIAR DE INSERÇÃO DE FRV	34
2.2.1	LIFRV a partir do fluxo de potência em regime permanente.....	34
2.2.2	LIFRV a partir da carga.....	37
2.2.3	LIFRV final.....	40
2.3	ETAPA 2: ESTIMATIVA DE GERAÇÃO POR FRV	40
2.3.1	Tratamento estatístico dos dados históricos das FRV.....	41
2.3.2	Criação de séries sintéticas históricas de geração correlacionadas	42
2.3.3	Ordenação das gerações e identificação dos percentis de produção de energia.....	43
2.3.4	Modulação horária da produção de energia	44
2.4	ETAPA 3: QUANTIFICAÇÃO DO CONSTRAINED-OFF FUTURO	45
3	ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	47
3.1	BASES DE DADOS	48
3.2	FERRAMENTAS.....	49
3.3	TOPOLOGIA DA REDE.....	49
3.4	PREMISSAS DO ESTUDO.....	52
3.4.1	Cenários de expansão de geração.....	52
3.4.2	Casos base para análises de fluxo de potência em regime permanente.....	54
3.4.3	Ordem de prioridade de redução de geração por fonte.....	55
3.4.4	Classificação das usinas e curvas de permanência	56
3.5	CURVAS DE PERMANÊNCIA	57
3.6	CARGA HISTÓRICA E PROJEÇÃO.....	58
3.7	PROJEÇÃO DE MMGD UFV.....	60

3.8	GERAÇÃO HISTÓRIA POR FONTES RENOVÁVEIS VARIÁVEIS E PROJEÇÃO	62
3.9	INCERTEZAS DA METODOLOGIA APLICADA AO ESTUDO DE CASO	63
3.9.1	Incertezas associadas ao cálculo dos <i>LIFRV_{fp}</i>	63
3.9.2	Incertezas associadas ao cálculo dos <i>LIFRV_{carga}</i>	65
3.9.3	Incertezas associadas à geração por FRV	67
3.9.4	Demais fontes de incertezas	68
4	SIMULAÇÕES E DISCUSSÕES	71
4.1	LIMIAR DE INSERÇÃO DE FRV (LIFRV)	71
4.2	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO POR FRV	76
4.2.1	Método de Monte Carlo Multivariado (MMCM).....	76
4.2.2	Geração por FRV P50	77
4.3	CONSTRAINED-OFF PROJETADO	80
4.4	INCERTEZA DA ESTIMATIVA DE CONSTRAINED-OFF	84
4.5	RELEVÂNCIA E IMPLICAÇÕES DOS RESULTADOS ALCANÇADOS	86
5	CONCLUSÕES.....	88
5.1	TRABALHOS FUTUROS.....	90
	REFERÊNCIAS.....	92

1 INTRODUÇÃO

O panorama eletroenergético global está em uma fase de transformação significativa com a crescente inserção de usinas renováveis, especialmente energia eólica e solar, nos sistemas elétricos de potência. Essas fontes, conhecidas por sua alta variabilidade e limitada previsibilidade, desafiam tanto a operação quanto o planejamento dos sistemas elétricos, especialmente quando estão localizadas longe dos centros de consumo (ELA; MILLIGAN; KIRBY, 2011).

A integração em larga escala de fontes renováveis variáveis (FRV) em locais distantes aumenta a complexidade da gestão da rede, uma vez que a geração excessiva durante períodos de baixa demanda ou restrições no sistema de transmissão pode levar a eventos de restrição de geração, onde a produção de usinas é deliberadamente reduzida (BIRD et al., 2016; DENHOLM; MARGOLIS, 2007). Estes eventos são comumente chamados internacionalmente de *curtailment*, e no Brasil adotou-se a nomenclatura de *constrained-off*.

O *constrained-off* refere-se à necessidade de reduzir a produção de energia destas usinas para manter a estabilidade, confiabilidade e segurança do sistema elétrico. As restrições por *constrained-off* tem se tornado cada vez mais comuns, tanto globalmente (IEA, 2023) quanto no Brasil (ONS, 2024a).

Quanto à sua causa, o *curtailment* é usualmente classificado como (GIZ; MME; ANEEL, 2020):

- Elétrico: quando operado por segurança sistêmica, podendo resultar no desligamento de unidades geradoras.
- Energético: também referido como vertimento (água, vento ou radiação) e causado por excesso de energia não armazenável, desligando unidades geradoras.

A dificuldade em prever o *curtailment* futuro se deve a vários fatores: o grande número de variáveis envolvidas, a complexidade da modelagem das interações entre elas, e a natureza estocástica de duas das principais variáveis - geração por FRV e carga. Além disso, há uma multiplicidade de cenários futuros possíveis e uma escassez de métodos dedicados à estimativa da perda de energia associada a esses eventos. As dificuldades são ampliadas pelas dificuldades associadas à validação dos métodos, que enfrenta desafios tanto na verificação de ocorrências históricas quanto na quantificação das incertezas associadas.

Neste cenário, este trabalho apresenta uma metodologia que aborda a aplicação de uma metodologia híbrida determinística e estocástica para quantificar os eventos de *constrained-off*

em Fontes Renováveis Variáveis, particularmente eólica e solar, e sua aplicação em um estudo de caso no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil para o ano 2025, quantificando o montante de corte, em MWh, e as incertezas associadas a esta estimativa.

Através da integração de análises determinísticas, que incluem simulações de fluxo de potência utilizando o método Newton–Raphson, e análises estocásticas que avaliam o comportamento variável da demanda e da geração, o estudo fornece uma avaliação detalhada dos impactos da inserção de capacidades significativas de energia renovável na rede elétrica.

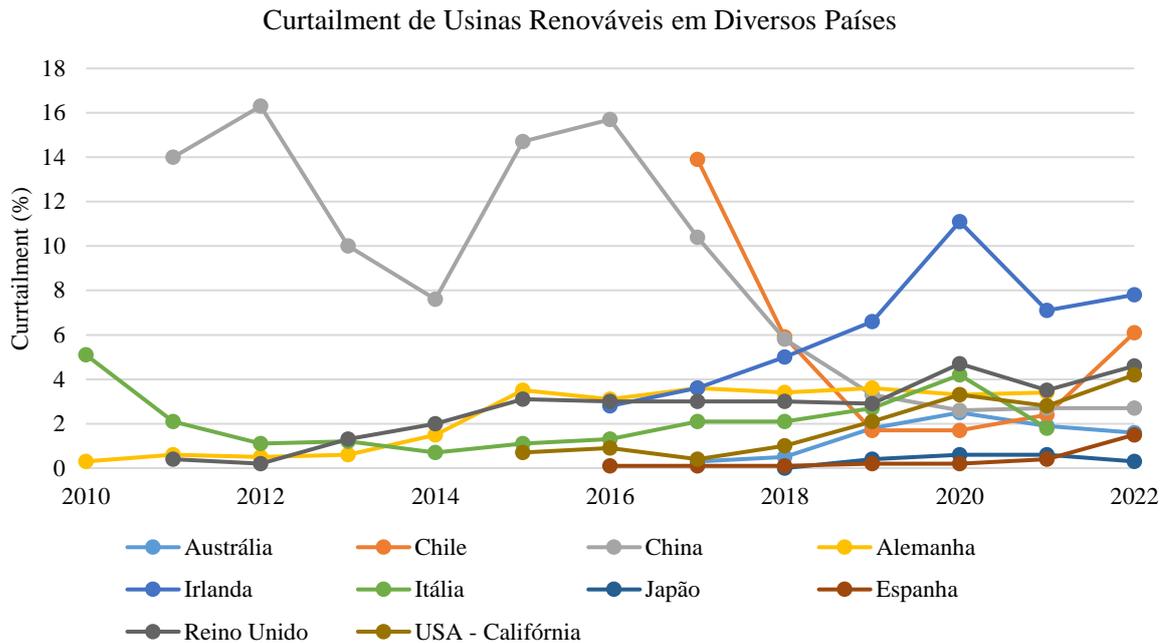
As seções a seguir apresentarão a revisão bibliográfica do constrained-off no mundo, o contexto regulatório brasileiro, a contribuição da metodologia proposta e os objetivos gerais e específicos deste trabalho.

1.1 Revisão Bibliográfica do Constrained-off no Mundo

Os eventos de constrained-off em energia renovável começaram a ser registrados a partir do final dos anos 2000 e início dos anos 2010, à medida que a capacidade instalada de usinas renováveis eólica e solar começou a aumentar significativamente em vários países do mundo, chegando a ultrapassar 10% da geração renováveis em algumas regiões, como China, Itália e partes dos Estados Unidos em alguns anos (BIRD et al., 2016).

A Figura 1 apresenta a evolução do constrained-off em dez países. O incremento do corte decorre principalmente do aumento da parcela de usinas por fontes renováveis variáveis na matriz energética, em mercados onde os grandes investimentos em infraestruturas de rede, regulamentação e demanda não acompanham o crescimento da inserção destas usinas. As quedas nos montantes de constrained-off, observados em alguns anos na China e no Chile, se devem às ampliações e reforços nos sistemas de transmissão destes países, que são maneiras mais efetivas para diminuir o constrained-off quando motivado por razões de confiabilidade elétrica.

Figura 1 – Curtailment de energia renovável em diversos países, entre 2010 e 2022 (IEA, 2023)



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (IEA, 2023)

As principais causas do constrained-off incluem a capacidade de escoamento de energia do sistema de transmissão e o descasamento entre geração e carga. Limitações de escoamento no sistema de transmissão podem levar a situações em que o operador do sistema elétrico precisa restringir usinas renováveis (usualmente mais baratas), e despachar geradores com custos mais elevados atrelados ao combustível (MILLIGAN et al., 2015).

A seguir, são apresentadas diferentes contribuições recentes da literatura especializada para o tema, com tradução livre.

Em (NOVAN; WANG, 2024) é proposta uma metodologia para quantificar o curtailment futuro de maneira determinística, a partir de parâmetros obtidos empiricamente de dados históricos no mercado de eletricidade da Califórnia supervisionado pelo *California Independent System Operator* (CAISO), indicando que:

As taxas médias de *curtailment* para energia solar e eólica são normalmente bastante baixas. Na Califórnia, quase 98% do potencial total de geração solar e eólica de julho de 2018 a setembro de 2022 foi finalmente fornecido à rede. No entanto, os nossos resultados revelam que isto não significa que 98% da produção potencial proveniente de novas adições de capacidade renovável irá para o aumento da oferta renovável. Em vez disso, o número é significativamente menor por dois motivos.

Primeiro, a taxa de *curtailment* para aumentos marginais na energia solar em escala de serviço público excede a taxa média de *curtailment*. Embora a taxa média de redução da energia solar em escala de serviço público

da Califórnia tenha sido de 4,3% durante o período de estudo, estimamos que, na ausência de infraestrutura significativa ou mudanças de mercado, 9,2% da produção potencial de aumentos marginais na capacidade solar em escala de serviço público irá para o aumento do *curtailment*.

Em segundo lugar, a taxa média de *curtailment* de 0,4% para a energia eólica à escala dos serviços públicos e a taxa de *curtailment* zero para a energia solar de pequena escala não refletem a forma como as reduções solares à escala dos serviços públicos são afetadas. Em particular, descobrimos que o fornecimento de um MWh adicional de geração eólica durante o meio-dia reduz o fornecimento solar em escala de serviço público em 0,1 MWh. Da mesma forma, um aumento de 1 MWh na energia solar de pequena escala apenas aumenta o *curtailment* nas energias renováveis à escala dos serviços públicos em 0,033 MWh.

O trabalho (ELADL et al., 2024) traz uma revisão abrangente sobre o *curtailment* de eólica quanto a causas e técnicas de minimização. Sobre esse tema, conclui que:

O *curtailment* de energia eólica surge devido à utilização parcial da produção de energia eólica disponível devido ao congestionamento das linhas de transmissão e/ou ao baixo nível de demanda. O problema de congestionamento das linhas de transmissão pode ser resolvido por dispositivos flexíveis de sistemas de transmissão CA, classificação térmica dinâmica da linha, armazenamento de energia, resposta à demanda e reconfiguração da rede com comutação de transmissão. Embora o armazenamento de energia, a resposta à demanda e diferentes setores energéticos integrados possam ser utilizados para superar o problema de baixa demanda. São apresentados os efeitos e vantagens significativos destes métodos na redução do *curtailment* de energia eólica. Porém, os custos e tempo de instalação das soluções sugeridas ainda não são considerados na literatura. Vale ressaltar que armazenamento de energia, dispositivos flexíveis de sistemas de transmissão CA e classificação dinâmica de linhas térmicas são métodos bem estabelecidos para redução de *curtailment* de energia eólica. Entre os métodos modernos, a integração entre diferentes setores energéticos e a resposta à demanda são promissores.

O trabalho de (MEMMEL et al., 2023) propõe uma metodologia para previsão de *curtailment* de energia renovável em redes de distribuição para as próximas 15 horas, utilizando redes neurais artificiais (RNAs). Nesta metodologia, são projetadas 3 RNAs para prever a geração eólica, o fluxo de potência na fronteira da rede de distribuição com a transmissão e a

carga do sistema de distribuição. O estudo apresenta também uma visão geral do uso de RNAs apresentada na literatura para previsão de geração, carga e fluxo de potência para o curto prazo (até o dia seguinte). O estudo apresentou as seguintes limitações:

As seguintes limitações do estudo quanto ao campo de análise e características dos dados aplicados devem ser consideradas: As RNAs para previsão de potência vertical de transformadores de média/alta tensão foram treinadas para transformadores nos quais a energia eólica é a tecnologia de geração renovável dominante e tem uma alta potência instalada. Os resultados indicam que diferentes características do fluxo de potência vertical levam a diferentes precisões. Além disso, a elevada percentagem de potência eólica instalada desencadeou vários eventos de *curtailment*. Um conjunto de dados desequilibrado, com falta de eventos especiais, como *curtailment*, torna mais difícil para as RNAs aprenderem a causa de tais eventos e requer medidas adicionais. Além disso, deve-se notar que a RNA para prever o carregamento dos componentes de uma rede de alta tensão considerando a segurança n-1 foi treinada com dados de uma rede de 110 kV conectada à rede de alta tensão apenas por três transformadores. Portanto, a influência das injeções de energia provenientes da rede alta tensão é limitada. Outra limitação é que apenas o valor máximo de cada caso de segurança n-1 é considerado para um intervalo de tempo, em vez de considerar cada contingência individualmente. A simplificação resultante deve ser levada em conta na avaliação dos resultados.

O trabalho de (HURTADO et al., 2023) analisa os eventos de *curtailment* na Irlanda.

O artigo mostra que:

[...] houve níveis significativos de redução do vento na última década, sendo a principal razão para isso durante 2020-2021 a necessidade de manter um unidades de geração convencional online para manter a estabilidade do sistema (80% do tempo). O limite de penetração não síncrona do sistema, por outro lado, é atualmente a restrição de licitação por menos de 20% do tempo. Embora outros limites de todo o sistema, como taxa de mudança de frequência e restrição de inércia, tenham um efeito insignificante na redução do vento neste momento. Estes resultados sugerem a necessidade de a EirGrid e a SONI continuarem a desenvolver a sua política operacional e relaxarem as restrições operacionais, a fim de reduzir a redução do vento. Ambos os operadores de sistemas de transmissão estão atualmente a trabalhar nessa direção e planeiam publicar um roteiro de política operacional para 2023-2030 que detalhará o caminho para atingir as metas de energias renováveis e reduzir as restrições tanto quanto possível. A análise indica também que, por vezes, ainda existia

uma capacidade significativa de exportação de interligação disponível quando a energia eólica estava a ser reduzida a Irlanda e na Irlanda do Norte. Contudo, as condições de mercado eram tais que esta capacidade não foi utilizada.

O artigo (YASUDA et al., 2022) avalia e compara situações de *curtailment* em alguns países usando uma ferramenta nomeada como “*C-E map*” (*curtailment-energy share map*), que apresenta a porcentagem de *curtailment* das renováveis. Utilizando esta ferramenta, verificou-se que:

Vários países com *curtailment* eólico superiores a 30%, como a Dinamarca, a Irlanda e a Irlanda do Norte, aumentaram o seu *curtailment* nos últimos anos, apesar de terem anteriormente mantido *curtailment* de redução baixos.

Vários países/áreas com *curtailment* eólico em torno de 20%, como a Alemanha, Espanha, Reino Unido e SPP nos EUA, estão a manter *curtailment* de redução moderados, apesar da sua crescente quota eólica.

Vários países/áreas, por exemplo, Itália, ERCOT nos EUA e províncias da China apresentam curvas de tendência semelhantes no mapa CE, o que indica uma melhoria significativa após uma situação desfavorável no início da implantação.

Em (BIRD et al., 2016) é realizada uma extensa revisão do tratamento do *curtailment* em diversos países.

O estudo (GIZ; MME; ANEEL, 2020), que propôs a apresentar possíveis soluções regulatórias a fim de minimizar as ocorrências da necessidade de restrição de renováveis, realiza uma revisão abrangente, contemplando vários países e mercados, onde são debatidas as experiências internacionais quanto aos critérios (Tabela I), compensação econômica (Tabela II) e mitigação do risco de *curtailment* (Tabela III).

Quanto aos critérios discricionários para balizar a decisão de *curtailment*, (GIZ; MME; ANEEL, 2020) aponta que:

A aplicação do critério LIFO (*Last-In-First-Out*) implica que os últimos geradores conectados ao sistema elétrico serão os primeiros a serem desconectados em caso de necessidade de *curtailment*. Sendo assim, o LIFO assume implicitamente a premissa de que o excesso de geração não absorvido pelo sistema decorre da expansão de oferta agregada pelo último acessante. Na mesma linha, o critério de corte pela ordem decrescente do tamanho do gerador assume que os maiores geradores têm maior responsabilidade pelo excesso de geração.

Os critérios Pro Rata e Lista Circular, por outro lado, assumem que a responsabilidade pelo excesso de geração deve ser compartilhada, sendo a

diferença explicada pela opção entre a máxima isonomia, representada pela opção Pro Rata ou mínimo custo de transação. Assim, corresponderia a adoção de uma Lista Circular especificada e conhecida previamente, de modo que o operador do sistema e os geradores possam estar de sobreaviso para a hipótese de curtailment.

Os demais critérios buscam a maximização de benefícios sociais e operativos, como o mínimo impacto ambiental (termelétricas, primeiro) e a máxima flexibilidade operativa (FRV primeiro) ou mesmo critérios subjetivos, cabendo ao operador decidir em tempo real e justificar tecnicamente a posteriori, como o critério de melhor escolha técnica. Finalmente, há ainda a possibilidade de livre discricionariedade do operador, materializada pela opção de maior conveniência.

A Tabela I e a Tabela II apresentam a adoção dos critérios e a compensação econômica do curtailment e em diversos países, respectivamente.

Tabela I – Experiência Internacional – Critérios de *curtailment*

País	LIFO	Pro Rata	Tamanho	GRV por último	Flexibilidade	Custo/Preço
Alemanha		✓		✓		
Bélgica	✓					
Canadá						✓
China				✓		
Dinamarca		✓				
Espanha				✓		
EUA (BPA)		✓				
EUA (ERCOT)						✓
EUA (MISO)			✓			
EUA (NYISO)						✓
EUA (PJM)		✓				✓
EUA (SPP)		✓	✓			
França						
Itália				✓		
Irlanda				✓		
Japão					✓	
Portugal				✓		
Suécia		✓				✓
UK						✓

Fonte: (GIZ; MME; ANEEL, 2020)

Tabela II – Experiência Internacional – Compensação econômica do *curtailment*

País	Mercados Secundários	Curtailment Sem compensação	Curtailment Com compensação	Preços Negativos
Alemanha		✓		✓
Bélgica		✓		✓
Canadá	✓			✓
China	✓			
Dinamarca				✓
Espanha		✓	✓	
EUA (BPA)		✓	✓	
EUA (ERCOT)				✓
EUA (MISO)			✓	✓
EUA (NYISO)		✓		
EUA (PJM)			✓	✓
EUA (SPP)		✓	✓	
França			✓	✓
Itália		✓	✓	
Irlanda		✓		
Japão		✓		
Portugal		✓	✓	
Suécia				✓
UK			✓	

Fonte: (GIZ; MME; ANEEL, 2020)

Quanto à compensação econômica critérios do curtailment, (GIZ; MME; ANEEL, 2020) destaca que:

Nesse ponto, é interessante destacar que a aplicação, geral e irrestrita, do conceito de ressarcimento, ao eliminar o impacto econômico do risco e da incerteza percebido pelos geradores, pode gerar efeitos contraproducentes, exacerbando a tendência de localização dos investimentos em Geração Renovável Variável (GRV) em torno da disponibilidade da fonte primária sem a correta avaliação do perfil (sazonalidade e volatilidade) e distância da carga.

O pleno ressarcimento dos *curtailments*, necessariamente, elimina seus efeitos exclusivos sobre as GRVs. Porém a recíproca não é verdadeira, a eliminação dos efeitos exclusivos dos *curtailments* sobre as GRVs não necessariamente sinaliza na direção da eliminação dos eventos de *curtailments* propriamente ditos. Na realidade, pode ocorrer exatamente o inverso: pois a garantia de ressarcimento pode induzir uma avaliação leniente do risco vinculado à entrada de novas GRVs (e.g. antecipação da entrada em operação).

Quanto à mitigação do risco de constrained-off, o estudo da experiência internacional realizado por (GIZ; MME; ANEEL, 2020) identificou as seguintes estratégias de mitigação do risco de curtailment:

- a. Aumentar a flexibilidade operativa das fontes de geração de energia elétrica;
- b. Ampliar a capacidade de armazenamento do sistema elétrico (*storage*);

c. Elevar a capacidade de intercâmbio energético por meio do sistema de transmissão; e

d. Adoção de soluções de mercados para atribuir sinais de preço adequados ao custo de curtailment permitindo uma melhor resposta da demanda e da oferta.

A Tabela III apresenta a adoção das destas estratégias em diferentes países.

Tabela III – Experiência Internacional – Mitigação de risco de *curtailment*

País	Mercado	Storage	Flexibilidade	Transmissão
Alemanha		✓	✓	✓
Bélgica		✓	✓	
Canadá		✓		
China	✓	✓		✓
Dinamarca		✓	✓	✓
Espanha	✓	✓	✓	✓
EUA (BPA)	✓	✓	✓	
EUA (ERCOT)				✓
EUA (MISO)				✓
EUA (NYISO)				✓
EUA (PJM)	✓		✓	
EUA (SPP)				✓
França		✓		
Itália		✓	✓	✓
Irlanda			✓	✓
Japão		✓		
Portugal			✓	✓
Suécia			✓	✓
UK			✓	✓

Fonte: (GIZ; MME; ANEEL, 2020)

1.2 Contexto Regulatório Brasileiro

No Brasil, a necessidade de redução ou limitação da geração na operação do sistema elétrico (*curtailment* ou constrained-off) é motivada pela necessidade de equilíbrio entre carga e geração em tempo real ou por questões de confiabilidade elétrica, pela penetração acelerada de usinas eólicas e fotovoltaicas nos últimos anos e nos próximos, tanto conectadas no sistema de transmissão, quanto no sistema de distribuição (ANEEL, 2022a).

Além disso, mudanças regulatórias significativas, como as estabelecidas pela Lei 14.120/2021 no Brasil, que trouxe o fim do incentivo da Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Transmissão/Distribuição (TUST/D) de 50% para usinas eólicas e fotovoltaicas (BRASIL, 2021), provocaram uma corrida por desenvolvimento de projetos renováveis e uma sobre oferta de geração em dissonância com o planejamento da expansão do sistema de transmissão.

Desbalanço entre geração e carga decorrente de menor demanda do sistema em comparação com a energia disponível, também chamado de restrição por razão energética, é mais um dos principais fatores de corte de renováveis. Na maioria das vezes, este desequilíbrio se dá devido ao rápido incremento de geração durante a manhã causada pelas usinas

fotovoltaicas centralizadas e distribuídas, originando a denominada como a “curva do pato” (CALIFORNIA ISO, 2013), ou elevada geração eólica no período noturno. Ambas as situações em momento diferentes do pico de carga, que normalmente ocorre no período entre tarde e noite.

Nesse contexto, a (ANEEL, 2022b) e a (ANEEL, 2023), definem, para usinas eólicas e fotovoltaicas, respectivamente, eventos de restrição de operação por constrained-off como a redução da produção de energia por usinas despachadas centralizadamente ou conjuntos de usinas considerados na programação, decorrente de comando do ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

Estas resoluções definiram os procedimentos e critérios para apuração e pagamentos de restrição de operação por constrained-off de usinas eólicas e fotovoltaicas. Nelas, é estabelecido que o Operador do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) deve classificar os eventos de Constrained-off de acordo com sua motivação em:

I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas despachadas centralizadamente ou conjuntos de usinas considerados na programação.

II - Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas despachadas centralizadamente ou conjuntos de usinas considerados na programação e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.

III - Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

Ainda de acordo com estas resoluções, o ONS deve calcular a referência de geração de energia decorrente de evento de restrição de operação por Constrained-off por razão de indisponibilidade externa, e somente estes eventos de restrição estão sujeitos a ressarcimento, e apenas se a soma dos tempos acumulados de restrição de operação por esta razão, da respectiva usina, desde o início do ano civil, superar 78 horas ou 30 horas e 30 minutos, para usinas por fontes eólica ou fotovoltaica, respectivamente.

O ONS deverá calcular a produção de energia a partir da curva de produtividade das usinas, conforme (ONS, 2022b). Esta curva estima o potencial de geração de energia das usinas a partir de dados climatológicos e de operação históricos. Atualmente, não há regulação ou regulamentação vigente a respeito da quantificação do constrained-off futuro.

1.3 Características do Método Proposto

A literatura destaca diversos desafios associados ao aumento da inserção de renováveis, como o entendimento das causas, a quantificação da energia perdida e o estudo de formas para mitigar e minimizar as perdas devidas ao constrained-off (ROSAS, 2003; BURKE; O'MALLEY, 2011; BIRD; COCHRAN; WANG, 2014; GU; XIE, 2014; O'SHAUGHNESSY; CRUCE; XU, 2020; ELADL et al., 2024).

No entanto, ainda são poucos os trabalhos que tratam da previsão do constrained-off para o médio e longo prazo (CARALIS et al., 2020; NYCANDER et al., 2020), e menos ainda os que trazem uma abordagem híbrida determinística e probabilística (MC GARRIGLE; DEANE; LEAHY, 2013).

No contexto brasileiro, o constrained-off futuro é analisado por meio de análises de fluxo de potência com base em modelos matemáticos do sistema elétrico de potência. Essa abordagem fornece uma representação detalhada da rede, porém não considera a variabilidade dos valores das usinas e cargas, tratando-os como fixos. Assim, essas análises apenas indicam se o constrained-off pode ocorrer sob condições específicas, sem fornecer informações sobre a probabilidade, frequência ou impacto do evento na produção de energia, viabilidade e retorno do empreendimento.

A metodologia proposta neste trabalho oferece uma nova abordagem que quantifica os limites de inserção de renováveis ao combinar a aplicação da análise estocástica da carga com modelagem baseada em cenários de incerteza para quantificação de restrições por razão energética, com análises de fluxo de potência determinísticas utilizando o método de Newton–Raphson para quantificação de restrições por razão elétrica, quantifica probabilisticamente, aplicando o método de Monte Carlo Multivariado, a geração de energia futura de para usinas eólicas e fotovoltaicas conectadas ao sistema de transmissão, e, conseqüentemente, quantifica o constrained-off futuro destas usinas. A abordagem determinística é utilizada para identificação dos gargalos de escoamento de renováveis no sistema elétrico. São realizadas simulações de fluxo de potência em regime permanente, utilizando o método de Newton–Raphson, para diversos cenários de carga, geração e topologia da rede. Concomitantemente, implementa-se uma abordagem estocástica para o comportamento da demanda (carga) e a geração provenientes das fontes eólica e fotovoltaica. Esta parte do estudo se baseia em dados históricos e projeções de crescimento de carga e geração, permitindo uma modelagem precisa das flutuações e incertezas inerentes tanto à carga quanto às fontes renováveis.

O uso de simulações de fluxo de potência pelo método de Newton–Raphson proporciona uma representação precisa da rede elétrica, modelando eficazmente os elementos

não lineares e capturando com mais exatidão as interações entre os elementos do sistema, incluindo as variações de tensão e potência reativa. Em comparação com o método de fluxo de carga linearizado, frequentemente usado em estudos energéticos, o Newton–Raphson oferece maior detalhamento e precisão. Além disso, apresenta um custo computacional geralmente mais baixo em comparação com simulações completas em regime dinâmico, embora essa vantagem possa variar de acordo com a complexidade do sistema analisado.

Para a análise da geração por fontes eólica e solar, este estudo emprega o Método de Monte Carlo Multivariado (MMCM) para desenvolver cenários probabilísticos de geração em base horária. A partir de dados históricos horários, o MMCM é utilizado para simular a produção energética, mantendo a correlação estatística entre as fontes eólica e solar em todos os cenários analisados, o que é crucial para bem representar como as variações de uma fonte estão relacionadas com a outra, evitando sub ou sobre estimativas de geração. Este procedimento permite uma modelagem detalhada da variabilidade e incerteza associadas às fontes de energia renováveis, facilitando a avaliação do impacto potencial de flutuações de geração no desempenho geral do sistema elétrico.

No que se refere à modelagem da carga, este trabalho propõe a elaboração de perfis horários de variação da carga em bases semanal e mensal, expressos em pu (por unidade) em relação à carga média anual observada. Estes perfis são construídos a partir de dados históricos de carga do sistema elétrico a fim de capturar a variabilidade e as incertezas associadas, e se obter um resultado mais preciso. Por fim, utilizando uma previsão anual de carga do sistema elétrico, realiza-se a estimativa da carga horária. Para isso, ajustam-se os perfis horários, expressos em pu da produção anual, à previsão de carga anual média.

A representação do sistema de transmissão é tratada de maneira determinística nas simulações de fluxo de potência corresponde as obras de transmissão existentes e futuras, estas últimas sendo consideradas a partir das datas de entrada em operação previstas, sendo representada pelos seus elementos resistivos, capacitivos, indutivos e respectivos recursos de controle de tensão (bancos de reatores, bancos de capacitores, tap de transformadores etc.), se existentes.

Em relação aos despachos das usinas hidráulicas e térmicas, também são considerados de maneira determinística neste estudo. Nos cenários determinísticos, assume-se os despachos mínimos necessários destas usinas para os cenários futuros, alinhando-se ao critério de mínimo custo global. Esse critério visa reduzir prioritariamente a geração térmica e conservar a energia proveniente das usinas hidráulicas, antes de considerar restrições nas usinas eólicas e

fotovoltaicas. Tal prática busca minimizar o custo marginal e o impacto ambiental da operação, e é o procedimento seguido pelo ONS.

A metodologia proposta comporta a representação de diferentes condições hidrológicas, a fim de representar períodos secos extremos, bem como variações do sistema de transmissão, seja por antecipação e atraso de obras, seja para analisar situações de contingências de elementos do sistema de transmissão. Para isso, basta ajustar os cenários determinísticos de fluxo de potência, utilizando a mesma abordagem estocástica previamente proposta para a carga e para a geração de FRV, utilizando o método de Monte Carlo Multivariado. Essa configuração facilita a verificação da resposta do sistema frente a estas condições alternativas.

A partir das considerações determinísticas e estocásticas para construção dos cenários de transmissão, geração e carga propostos na metodologia, pretende-se alcançar estimativas de constrained-off futuro das usinas por fontes eólica e fotovoltaica conectadas ao sistema de transmissão e respectivas incertezas associadas a esta metodologia.

Diferente das abordagens tradicionais, que indicam o risco de constrained-off apenas para poucos cenários de carga e geração estáticos, com indicação apenas qualitativa de risco de constrained-off condicionada a estas condições específicas, a metodologia proposta quantifica o montante de constrained-off futuro em série temporal e em energia, insumo para compreensão do efeito do constrained-off no retorno financeiro do empreendimento e do custo do constrained-off para o sistema elétricos de potência.

Este trabalho inclui um estudo de caso da metodologia proposta, aplicada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, com o objetivo de prever o montante de constrained-off para usinas eólicas e fotovoltaicas situadas no Nordeste Brasileiro para o ano de 2025. São considerados dois cenários de expansão das capacidades instaladas dessas fontes. O estudo de caso oferecerá uma visão sobre a capacidade do sistema elétrico nacional de integrar usinas de fontes renováveis variáveis.

Os resultados alcançados a partir da aplicação desta metodologia podem ser utilizados por desenvolvedores, investidores e agentes de geração, incorporando as perdas devidas às restrições por constrained-off aos modelos econômicos dos projetos de geração por fontes eólica e fotovoltaica, aprimorando o gerenciamento de risco e a alocação de recursos.

Igualmente, podem ser utilizados como ferramentas de auxílio aos agentes do público que atuam no planejamento elétrico e energético na tomada de decisão em políticas públicas para incentivo a um maior controle da geração, investimentos em expansão do sistema de transmissão, investimentos em serviços ancilares e aprimoramento do monitoramento e previsibilidade da operação.

1.4 Objetivos Gerais e Específicos

O objetivo deste trabalho é quantificar o risco e montante de constrained-off futuro em usinas renováveis por fontes eólica e solar conectadas a um sistema de transmissão a partir de uma abordagem híbrida determinística e estocástica, utilizando o método de Monte Carlo Multivariado.

Pretende-se responder às seguintes questões: Como a combinação de análises determinísticas e estocásticas pode ser utilizada para a quantificação do risco de constrained-off? Quais são as implicações práticas dos resultados deste estudo para o planejamento e operação de sistemas elétricos de potência com alta penetração de fontes renováveis variáveis? Qual a contribuição deste estudo para o agente e o investidor de geração quanto à quantificação do constrained-off de uma usina de geração por fontes renováveis variáveis?

Desta maneira, este estudo visa contribuir para o campo de estudos na área de sistemas elétricos de potência e energias renováveis, oferecendo insights para geradores, pesquisadores, planejadores, operadores de sistemas e formuladores de políticas públicas.

Para a implementação dos estudos, foram consideradas as seguintes premissas:

- Realização de análise holística do problema, considerando as muitas variáveis, especialmente no que tange a geração, carga e sistema de transmissão;
- Realização análise determinística baseada em simulações numéricas de fluxo de potência em regime permanente utilizando o método de Newton–Raphson, considerando a sua eficácia em lidar com as complexidades e não linearidades presentes nos sistemas de transmissão de energia elétrica;
- Realização de análise estocástica a partir de bases de dados históricos da geração por fontes eólica e fotovoltaica da carga, ajustadas para as previsões de expansão destas, considerando a variabilidade horária e anual.

Os objetivos específicos buscados foram os seguintes:

- propor uma combinação de abordagens determinísticas e probabilísticas para quantificação do constrained-off futuro de usinas conectadas ao sistema de transmissão;
- identificar fatores limitantes de inserção de geração pelas razões confiabilidade elétrica ou energética em cenários futuros de operação do sistema elétrico;
- quantificar os limites máximos de inserção de usinas renováveis por fontes variáveis em regime permanente;
- identificar os momentos de corte de geração das usinas;

- quantificar o montante de geração das usinas;
- contribuir para o planejamento eletroenergético de países;
- apresentar uma ferramenta que auxilia na tomada de decisão de investimentos em empreendimentos de geração de energia renovável;
- antecipar e quantificar riscos de projetos em operação, a fim de se buscar soluções para o constrained-off futuro;
- estimular a busca por soluções para os eventos de restrição por constrained-off por parte das instituições públicas (poder concedente, planejador, regulador e operador), privadas (bancos, investidores e agentes de geração) e de pesquisa e ensino.

1.5 Organização Textual

A dissertação está organizada em sete capítulos, descritos a seguir:

- Capítulo 1 – introduz o tema de pesquisa e sua contextualização, faz uma breve revisão das pesquisas e discussões relativas ao problema, causas e soluções para o constrained-off, apresenta a motivação, os objetivos e a organização do trabalho;
- Capítulo 2 – este capítulo apresenta a descrição da metodologia e suas etapas, a saber: quantificação dos limiares de inserção de fontes renováveis variáveis (LIFRV), estimativas de geração por estas fontes e a quantificação do constrained-off futuro, em energia;
- Capítulo 3 – apresenta a aplicação da metodologia na estimativa de constrained-off futuro para as usinas conectadas ao SIN e localizadas no Nordeste brasileiro, para o ano 2025, para dois cenários de inserção de geração eólica e fotovoltaica futuros;
- Capítulo 4 – este capítulo traz os resultados das simulações, os índices de quantificação do corte e discute estes resultados, seu uso e implicações dos pontos de vista da operação do sistema, do investidor em projetos de geração e dos agentes de geração, bem como políticas públicas e ações dos agentes para mitigar as perdas relativas ao constrained-off;
- Capítulo 5 – este capítulo traz as conclusões dos resultados do estudo de caso realizado e as contribuições da metodologia apresentada. Com o objetivo de aperfeiçoar o estudo realizado e a discussão, são sugeridos alguns temas para trabalhos futuros.

2 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE CONSTRAINED-OFF

Este capítulo descreve a metodologia desenvolvida para a quantificação do constrained-off futuro em usinas de energias renováveis variáveis conectadas ao sistema de transmissão. Como descrito anteriormente, utiliza-se uma abordagem híbrida que integra métodos determinísticos e estocásticos para analisar os limites de escoamento e os cenários de inserção de fontes renováveis no sistema elétrico.

A metodologia combina a precisão das análises de fluxo de potência, que modelam o comportamento do sistema elétrico, com um estudo estatístico detalhado das variações de carga e das gerações distribuída e centralizada conectadas ao sistema de transmissão. Através desta abordagem, é possível obter uma representação mais completa e precisa das dinâmicas eletroenergéticas envolvidas.

O estudo estatístico detalha como as flutuações na geração e na demanda influenciam o sistema, complementando as análises determinísticas que focam na estrutura física e operacional da rede, permitindo assim uma avaliação dos potenciais constrained-offs que podem ocorrer com a crescente inserção de energias renováveis no sistema elétrico. Em resumo, a metodologia proposta consiste em três etapas:

Etapa 1 – Estimativa dos limiares de inserção de fontes renováveis variáveis (LIFRV):

A primeira etapa envolve a quantificação da capacidade máxima de geração pelas fontes eólica e fotovoltaica em uma rede elétrica. Isso é realizado através da união de dois métodos: método 1 – determinístico – simulações de fluxo de potência, utilizando o método de Newton–Raphson, e transformando os resultados em uma série horária de limiares de inserção de fontes renováveis variáveis para todo o período para o qual se quer prever o constrained-off. Este método de Newton–Raphson foi escolhido por sua capacidade de resolver de forma eficaz as não-linearidades dos sistemas de transmissão de energia (STEVENSON; GRAINGER, 1994); método 2 – estocástico – construção de séries horárias de limiares de inserção de renováveis em função da variação da carga. O LIFRV final é o menor entre os dois limiares, avaliado hora a hora para todo o período analisado.

Etapa 2 – Estimativa de geração por fontes renováveis variáveis:

A segunda etapa faz uma estimativa probabilística de montantes de geração eólica e solar, a partir da série histórica de geração por estas fontes e com a utilização do Método Monte de Carlo Multivariado (MMCM), bem como quantificação das incertezas associadas.

Nesta etapa, a partir de uma análise estatística detalhada do histórico de geração horária das usinas eólicas e fotovoltaicas em operação, normalizados pelas respectivas potências instaladas, são construídas séries de fator de capacidade de geração por fonte.

Estas séries são integralizadas em valores anuais, que são submetidos ao MMCM, para construção de cenários sintéticos de geração eólica e solar correlacionados. Estes cenários são posteriormente modulados para cada hora do ano e ajustados para as potências instaladas futuras por fonte.

Etapa 3 – Quantificação do constrained-off futuro:

Esta etapa envolve o cruzamento dos resultados das duas etapas anteriores para determinar a previsão do constrained-off futuro das usinas por fontes renováveis variáveis. Este processo integra limites técnicos do sistema de transmissão e variações na geração e na carga.

As seções a seguir descrevem as razões do constrained-off e o detalhamento de cada etapa da metodologia proposta.

2.1 Razões de constrained-off

Os eventos de constrained-off motivados por razões externas às instalações das usinas por FRV podem ser classificados em duas categorias principais: (1) motivados por razão elétrica e (2) razão energética.

A razão elétrica se refere a limitações do sistema de transmissão, advindas da incapacidade dos elementos do sistema de transmissão de escoar a energia, tanto em regime normal de operação (sistema íntegro) quanto em contingências de elementos do sistema de transmissão, limites operacionais da rede de transmissão, como faixa de variação de tensão admissível, critérios e limites operacionais definidos pelo operador do sistema elétrico para garantir a confiabilidade e continuidade de fornecimento de energia às cargas do sistema.

Os eventos de constrained-off classificados como de razão energética são aqueles motivados pelo desequilíbrio entre geração e carga, decorrente da sobre oferta de geração em momentos de baixa demanda. Estes eventos são definidos a partir do monitoramento da frequência do sistema durante a operação.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022b), por sua vez, define os eventos de restrição de operação por constrained-off em três:

- I. Razão de indisponibilidade externa: são eventos de constrained-off do tipo razão elétrica, porém apenas os motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas de geração.

- II. Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: são eventos de constrained-off do tipo razão elétrica, motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às usinas, que não tenham origem em indisponibilidades de equipamentos do sistema elétrico. Estes eventos são motivados por violações em regime normal de operação dos limites operativos do sistema, como os limites tensão nos barramentos, limites de carregamento dos elementos da rede elétrica e limites de intercâmbios.
- III. Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga, análogo ao conceito descrito anteriormente.

Ainda conforme (ANEEL, 2022b), os eventos de corte por razões indisponibilidades internas das instalações das usinas não são classificadas como constrained-off.

2.2 Etapa 1: Limiar de Inserção de FRV

A utilização do método de Newton–Raphson para diferentes cenários futuros é detalhadamente descrita, considerando-se a variabilidade da carga e as condições operacionais do sistema.

2.2.1 LIFRV a partir do fluxo de potência em regime permanente

Esta seção descreve a metodologia para cálculo dos maiores montantes de geração injetáveis provenientes de FRV na área de estudo, obtidos a partir de simulações de fluxo de potência e limitados ou por (1) razão elétrica: violações dos limites elétricos de carregamento e/ou tensão em regime permanente do sistema elétrico (razão elétrica) ou por (2) razão energética: ausência de solução para o problema de fluxo de potência devido descasamento entre geração e carga (divergência numérica – DN), ou impossibilidade de alocação de mais geração por FRV.

A análise emprega a representação completa do sistema elétrico e utiliza como ferramenta de avaliação o fluxo de potência CA completo pelo método de Newton-Raphson, de modo a capturar violações de carregamento por potência ativa e/ou reativa e violações de limites de tensão.

Para esta etapa, é importante que se tenham diferentes cenários futuros da rede elétrica, para diferentes patamares de carga (pesada, média e leve) e sazonalidades (ex. verão, inverno). É necessário também identificar as horas do ano em que cada caso é mais representativo.

Estes cenários devem conter as previsões futuras do sistema de transmissão, carga e despachos das demais fontes (hídricas, termoeletricas e outras).

A partir dos LIFRV para cada cenário de fluxo de potência futuro ($LIFRV_{fp}$), e com as informações dos horários de maior representatividade de cada cenário, deve-se construir a série horária de $LIFRV_{fp}$ (MW), para o período em análise.

Para cada (cenário de fluxo de potência futuro, deve-se seguir o seguinte procedimento:

1. Definir os cenários de fluxo de potência futuros: $i=1$ até N , onde i é um cenário de fluxo de potência e N é a quantidade de cenários, de preferência variando para cada patamar de carga, estação do ano e configuração do sistema de transmissão. Para cada cenário, efetuar os passos a seguir:
2. Referentemente à distribuição de frequência acumulada e curva de permanência de fator de capacidade:
 - 2.1. Obter o maior período histórico possível de geração de usinas por FRV, em base horária ou inferior;
 - 2.2. Dividir as usinas por FRV em grupos, por fonte, região geoeletrica, correlação e/ou similaridade;
 - 2.3. Obter as séries horárias de geração e potência instalada de cada grupo de usinas;
 - 2.4. Calcular as séries horárias de fator de capacidade (F.C.) por grupo;
 - 2.5. Particionar as séries horárias de F.C. por períodos de maior representatividade de cada cenário de fluxo de potência;
 - 2.6. Para cada fonte e para cada cenário de fluxo de potência, montar as distribuições de frequência de curvas de permanência das usinas por FRV (eólicas e fotovoltaicas).
3. Montagem dos cenários:
 - 3.1. Transmissão: representar o sistema de transmissão esperado para este cenário futuro;
 - 3.2. Geração Hidrelétrica: ajustar as usinas hidrelétricas em seu despacho mínimo. Obs.: admite-se aqui que as usinas eólicas e fotovoltaicas só serão limitadas após o decréscimo máximo das hidrelétricas;
 - 3.3. Geração Térmica: quando necessário, diminuir os despachos das usinas térmicas flexíveis na área de influência do estudo até o despacho mínimo operativo;
 - 3.4. Carga: representação da carga esperada para cada cenário;

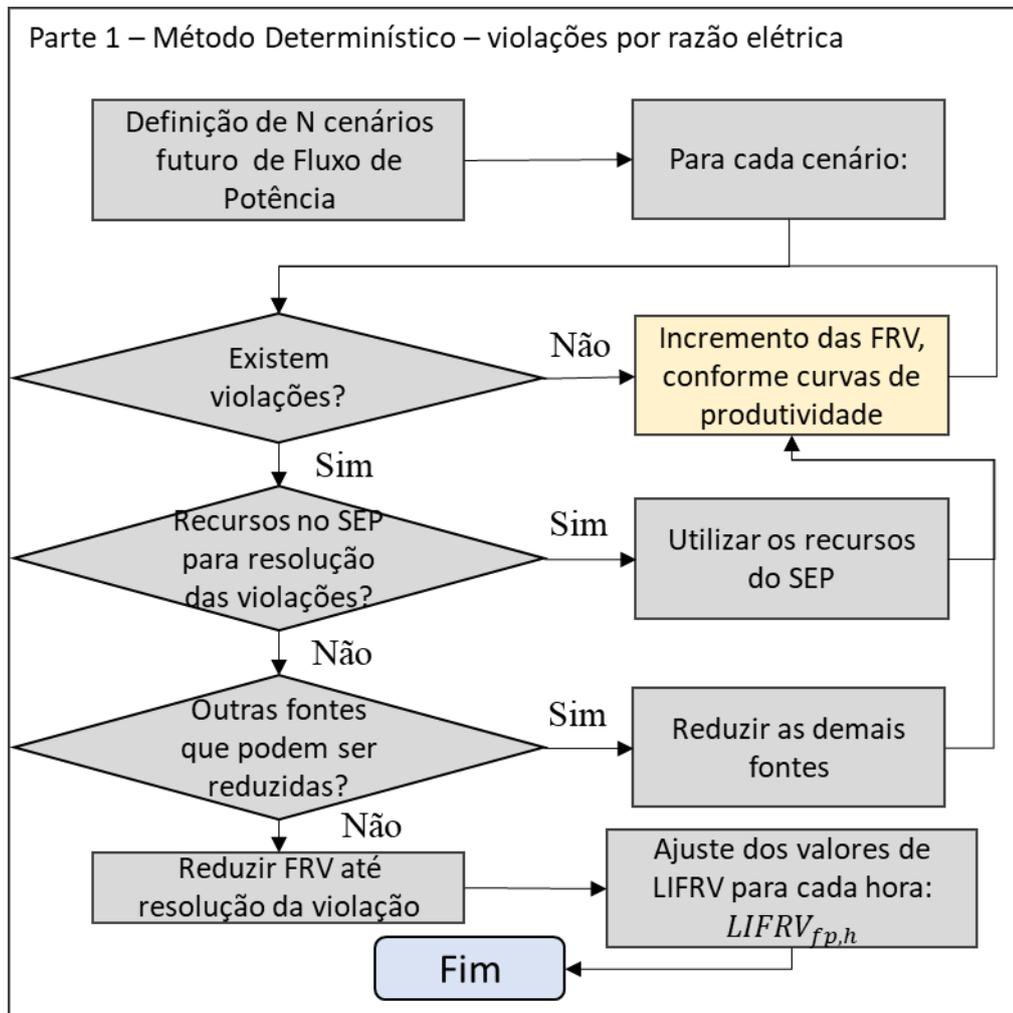
- 3.5. Geração Eólica e Solar: ajustar a geração eólica e solar para a geração que foi excedida em 50% do tempo de acordo com as curvas de permanência por grupo de FRV e cenário.
4. Verificação de violações e identificação de $LIFRV_{fp}$:
- 4.1. Para cada cenário ($i=1$ até N):
- 4.2. Verificação se existem violações por razões confiabilidade elétrica, limitações por razão energética ou divergência numérica. Obs.: As violações energéticas nos estudos de fluxo de potência realizados foram associadas à geração na barra de referência inferior ao mínimo admissível. Obs2.: No caso de divergência numérica, ajuste do caso anterior com os recursos de controle de tensão e frequência do sistema, até a resolução do problema de divergência numérica.
- 4.2.1. Verificação se existe algum mecanismo de ajuste no sistema que possa resolver a violação (taps de transformadores, despacho de potência reativa indutiva ou capacitiva, ajuste de compensadores síncronos e estáticos, entre outros);
- 4.2.2. Se a violação for resolvida, incrementar as gerações das FRV seguindo a curvas de permanência;
- 4.2.3. Se a violação não for resolvida:
- 4.2.3.1. Decremento da geração das usinas por outras fontes que estejam na frente da ordem de prioridade de corte em relação às FRV, e não estejam em seus limites de inflexibilidade;
- 4.2.3.2. Se ainda assim a violação não for resolvida, decrementar as gerações das FRV seguindo a curva de permanência;
- 4.2.4. Repetir os passos até chegar no limiar de inserção de FRV;
- 4.2.5. Se o limiar for limitado por confiabilidade elétrica, classificar com razão elétrica ($LIFRV_{fp,ele}$);
- 4.2.6. Se o limiar for limitado por divergência numérica, classificar com razão energética ($LIFRV_{fp,ene}$);
- 4.2.7. Se a geração da barra de referência estiver abaixo a geração mínima admissível, classificar com razão energética ($LIFRV_{fp,ene}$).

A curva de permanência é um instrumento estatístico utilizado no setor de energia, para analisar e prever o comportamento de uma determinada fonte, muito utilizado para gestão de recursos hídricos. A curva de permanência classifica a geração histórica ordenando da maior

para a menor, permitindo identificar qual porcentagem do tempo um determinado valor de geração foi igualado ou excedido durante o período observado. Por exemplo, um ponto na curva pode indicar que uma geração específica foi excedida em 90% do tempo.

A Figura 2 ilustra o fluxograma descrito acima.

Figura 2 – Parte 1 – Método Determinístico – violações por razão elétrica



Fonte: Elaborado pelo autor

Nesta metodologia, ainda é possível gerar séries $LIFRV_{fp}$ para diferentes premissas de despacho das demais gerações hidrotérmicas, cargas e do sistema de transmissão, bastando alterar os cenários conforme configuração futura de interesse.

2.2.2 *LIFRV a partir da carga*

Devido à elevada variabilidade que o valor da carga do sistema pode assumir, as análises dos cenários de fluxo de potência, por serem estáticas, podem levar a subestimativas nos eventos de constrained-off por razão energética. Por conta disto, o $LIFRV_{carga}$ foi pensado para identificar limiares de geração por razão energética variáveis em função da variação

horária-semanal–mensal da carga, a fim de minimizar as incertezas associadas à atribuição de valores de carga fixos nos cenários de fluxo de potência.

Portanto, esta seção descreve a metodologia para cálculo dos maiores montantes de geração injetáveis provenientes de FRV em função da variabilidade da carga do sistema. É proposta uma metodologia para (1) construção de perfis horários-semanais–mensais da carga do sistema elétrico, em pu; (2) ajuste dos perfis de carga em pu para a carga futura projetada; (3) desconto da geração distribuída; e (4) transformação da carga em limiar de inserção de renováveis por razão energética a partir da carga, $LIFRV_{carga}$

Os passos são os seguintes:

1. Carga em pu:

1.1. Obtenção do maior período de dados de carga possível em base horária;

1.2. Dividir cada valor de carga horária ($carga_{mw,h,historica}$) pela média da carga no respectivo ano ($carga_{mw,méd,ano}$), a fim de obter a carga em pu para cada hora (h) da série de carga, conforme equação a seguir:

$$carga_{pu,h} = \frac{carga_{mw,h,historica}}{carga_{mw,méd,ano}} \quad (1)$$

1.3. Classificação dos dados de carga: classificar todos os valores de carga por hora-semana-mês;

1.4. Cálculo de carga média e incerteza para cada categoria hora-semana-mês

1.4.1. Para cada grupo de valores de carga categorizados por hora-semana-mês ($24 \times 7 \times 12 = 2016$ grupos de valores de carga, em pu), calcular:

1.4.1.1. A média da carga em pu, $carga_{méd,pu,hsm}$;

1.4.1.2. O desvio padrão amostral da carga em pu, $carga_{dpa,pu,hsm}$, que será utilizado como incerteza associada à variabilidade da carga nessa hora-semana-mês, em pu da carga.

2. Série de carga horária para o período futuro:

2.1. Construção da série horária de carga para o período futuro, em pu ($carga_{pu,h,futura}$);

2.2. Ajuste da série em pu para a carga média anual futura prevista ($carga_{mw,méd,ano,futuro}$), da seguinte forma:

$$carga_{mw,h,futura} = carga_{pu,h,futura} \times carga_{mw,méd,ano,futuro} \quad (2)$$

3. Desconto das micro e minigeração distribuída por fonte fotovoltaica (MMGD UFV):

3.1. Para cada hora do ano em análise:

$$carga_{mw,h,futura,semGD} = carga_{mw,h,futura} - MMGD UFV_h$$

4. Cálculo da série de $LIFRV_{carga}$:

4.1. Relação LIFRV versus carga:

4.1.1. Para um ou mais cenários de fluxo de potência, incrementar ou decrementar a geração até encontrar um LIFRV por razão energética;

4.1.2. Se o LIFRV for por razão elétrica, decrementar a carga até encontrar um limiar de geração por razão energética ($LIFRV_{fp,ene}$);

4.1.3. Calcular a razão entre a $LIFRV_{fp,ene}$ e a carga do cenário ($carga$), conforme equação a seguir.

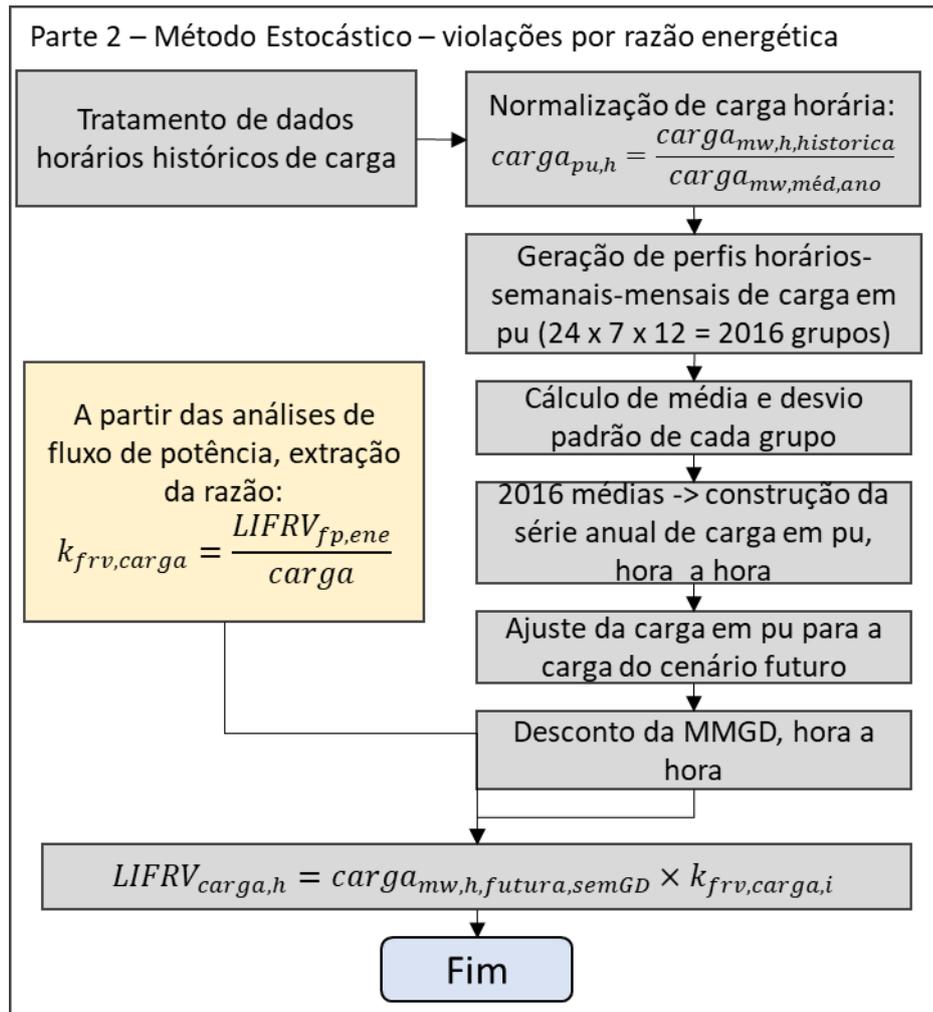
$$k_{frv,carga} = \frac{LIFRV_{fp,ene}}{carga} \quad (3)$$

4.2. Para cada período de representatividade do cenário de fluxo de potência, calcular os valores de $LIFRV_{carga}$ em base horária da seguinte forma:

$$LIFRV_{carga} = carga_{mw,h,futura,semGD} \times k_{frv,carga,i} \quad (4)$$

A Figura 3 ilustra o fluxograma descrito acima.

Figura 3 – Parte 2 – Método Estocástico – violações por razão energética



Fonte: Elaborado pelo autor

2.2.3 LIFRV final

De posse das séries horárias de $LIFRV_{fp}$ e $LIFRV_{carga}$, a série de $LIFRV$, hora a hora, que será utilizada na terceira etapa deste estudo é dada por:

$$LIFRV_h = \text{mínimo}(LIFRV_{fp,h}; LIFRV_{carga,h}) \quad (5)$$

2.3 Etapa 2: Estimativa de Geração por FRV

A segunda etapa analisa a geração das fontes eólica e solar. Através do emprego de análises estocásticas utilizando o método de Monte Carlo Multivariado, avalia-se o comportamento dessas fontes considerando sua intermitência e as incertezas associadas. As técnicas de previsão estatística empregadas nesta etapa visam obter uma representação realista da variabilidade horária e sazonal da geração dessas fontes.

Nesta etapa, a partir de uma análise e tratamento estocástico de dados históricos de geração por FRV, é definido o processo para estimativa da geração futura por FRV em base horária e respectivas incertezas associadas.

Estas etapas têm como objetivos:

- i) Considerar o efeito da variabilidade horária–anual da geração;
- ii) Capturar o efeito da agregação das usinas em diferentes posições espaciais na mitigação da intermitência da geração;
- iii) Considerar o efeito da complementariedade entre os diferentes grupos;
- iv) Diminuir a flutuabilidade da geração na curva base, estimando-se um valor esperado para entrada das simulações de Monte Carlo Multivariado (MMCM).

2.3.1 Tratamento estatístico dos dados históricos das FRV

A seguir estão descritos os processos e tratamento estatístico a serem realizados com os dados históricos de FRV para previsão da variabilidade futura das fontes.

1. Obtenção das séries históricas de fator de capacidade:
 - 1.1. Obter o maior período histórico possível de geração de usinas por FRV, em base horária ou inferior;
 - 1.2. Se o período histórico de geração for curto, é possível a aplicação de um método de regressão das séries horárias históricas de produção com uma estimativa de geração de longo prazo, estimada com modelos climáticos de mesoescala ou reanálise, que apresentem uma boa correlação com os dados de geração medidos nas usinas, para que o período de dados de produção seja maior e mais representativo, mitigando as incertezas da estimativa;
 - 1.3. Dividir as usinas por FRV em grupos, por fonte, região geoeletrica, correlação e/ou similaridade;
 - 1.4. Para cada grupo de usinas obter as séries horárias de geração ($G_{historica,g}$) e potência instalada ($P_{historica,g}$);
 - 1.5. Calcular as séries horárias de F.C. por grupo:

$$FC_{historica,g} = \frac{G_{historica,g}}{P_{historica,g}} \quad (6)$$

2. Classificação dos dados e geração, por grupo: classificar todos os valores de geração por grupo e por hora do ano (8760 grupos);
3. Cálculo das médias e incertezas horário–anuais da estimativa de geração:
 - 3.1. Para cada grupo de F.C., categorizados como hora do ano, calcular:

3.1.1. A média do F.C. por grupo, por hora do ano, $FC_{g,méd,h}$

3.1.2. O desvio padrão amostral do F.C. por grupo, por hora do ano, $FC_{g,dpa,h}$, que será utilizado como incerteza associada à variabilidade horária da geração.

2.3.2 Criação de séries sintéticas históricas de geração correlacionadas

Nesta etapa, são criadas médias sintéticas de geração de energia, por grupo de FRV. Estas séries se comportarão como distribuições normais (gaussianas), guardando as características das séries históricas (média e desvio padrão), e as correlações entre estes grupos.

As séries sintéticas com as características das séries históricas são geradas a partir de simulações com o Método de Monte Carlo Multivariado (MMCM). A decomposição de Cholesky será utilizada para preservar a estrutura de correlação entre as variáveis (os grupos de FRV).

Seguem abaixo as etapas:

1. Definição da quantidade de simulações, $qtdMMCM$;
2. Obtenção da matriz de correlação entre os conjuntos:
 - 2.1. Cálculo das médias anuais de F.C. por conjunto;
 - 2.2. Cálculo dos desvios padrões amostrais de F.C. por conjunto;
 - 2.3. Montagem da matriz de correlação entre conjuntos:

$$\rho = \begin{bmatrix} 1 & \cdots & \rho_{m,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{n,m} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Onde:

$\rho_{n,m}$ = é a correlação entre dois conjuntos n e m quaisquer;

ρ = matriz de correlação.

3. Decomposição de Cholesky: Aplicar a decomposição de Cholesky à matriz de correlação ρ para obtenção da matriz triangular inferior L . A matriz L será utilizada para transformar um conjunto de amostras independentes em um conjunto de amostras correlacionadas.

$$R = L \times L^T \quad (8)$$

4. Geração das amostras independentes: geração de um vetor de tamanho $qtdMMCM$ de uma distribuição normal padrão para cada grupo, preservando as médias e desvio padrão de cada grupo;

$$FC_{qtdMMCM,g,indep.} = \mu_{anual,g} + \sigma_{anual,g} \times randn(1, qtdMMCM) \quad (9)$$

Onde:

$FC_{qtdMMCM,g,indep.}$ é a matriz onde as linhas são as médias anuais de F.C. seguindo uma distribuição normal padrão e as colunas são os grupos, porém sem correlação determinada entre as colunas;

$\mu_{anual,g}$ = média anual associada à cada grupo de FRV, em fator de capacidade;

$\sigma_{anual,g}$ = incerteza anual associada à cada grupo de FRV, em fator de capacidade.

5. Transformação Usando L: Multiplica-se a matriz L pelo vetor de amostras independentes para obter um novo vetor de amostras que respeita a matriz de correlação original.

$$FC_{qtdMMCM,g,correl} = FC_{qtdMMCM,g,indep.} \times L \quad (10)$$

Onde:

$FC_{qtdMMCM,g,correl}$ é a matriz onde as linhas são as médias anuais de F.C. seguindo uma distribuição normal padrão e as colunas são os grupos, e as colunas são correlacionadas entre si de acordo com a matriz de correlação;

$FC_{qtdMMCM,g,indep.}$ é a matriz onde as linhas são as médias anuais de F.C. seguindo uma distribuição normal padrão e as colunas são os grupos, porém sem correlação determinada entre as colunas;

L= matriz triangular inferior da decomposição de Cholesky.

2.3.3 Ordenação das gerações e identificação dos percentis de produção de energia

Nesta etapa, são calculadas as produções de energia média de cada grupo e para cada simulação do método de Monte Carlo Multivariado ($qtdMMCM$). Estas gerações de energia são somadas, ordenadas e classificadas como diferentes probabilidades de geração por FRV futuras. Aqui são efetuadas as seguintes etapas:

1. Produto entre cada simulação de Monte Carlo Multivariado ($qtdMMCM$) de cada grupo e a respectiva potência instalada esperada para este grupo, no ano para o qual se pretende prever o constrained-off;

2. Ordenação das simulações da maior para menor produção de energia, e classificação delas como quantis de probabilidade de geração de FRV futuras.

2.3.4 Modulação horária da produção de energia

A modulação horária das estimativas probabilísticas de geração anual ocorre a partir do procedimento a seguir.

1. Cálculo das médias e incertezas horário-anuais da estimativa de geração:
 - 1.1. Para cada grupo de F.C., categorizados por hora do ano, calcular:
 - 1.1.1. A média do F.C. por grupo, por hora do ano, $FC_{g,méd,h}$
 - 1.1.2. O desvio padrão amostral do F.C. por grupo, por hora do ano, $FC_{g,méd,h}$, que será utilizado como incerteza associada à variabilidade horária da geração.
2. Série de geração horária para o período futuro, por grupo, e por simulação de Monte Carlo Multivariado:
 - 2.1. Ajuste da série de geração horária por grupo de usinas, em F.C., para a potência instalada futura do respectivo grupo de usinas, da seguinte forma:

$$geração_{g,h,mmcm} = \frac{FC_{g,méd,h} \times P_{inst,fut,g,h} \times FC_{g,méd.anual,mmcm}}{FC_{g,méd.anual,base}} \quad (11)$$

Onde:

$geração_{g,h,mmcm}$ é a geração horária por grupo g , para cada hora futura h , e para cada simulação de MMCM, em MW;

$FC_{g,méd,h}$ é o fator de capacidade horário por grupo g , para cada hora futura h , em %;

$P_{inst,fut,g}$ é a potência instalada futura por grupo g para cada hora futura h , em MW;

$FC_{g,méd.anual,mmcm}$ representa o fator de capacidade médio anual por grupo g e para cada simulação de MMCM;

$FC_{g,méd.anual,base}$ representa o fator de capacidade médio anual por grupo g ;

g = grupo, variando de 1 até a quantidade de grupos;

h = hora, variando de 1 até 8760, excluindo-se o dia 29 de fevereiro.

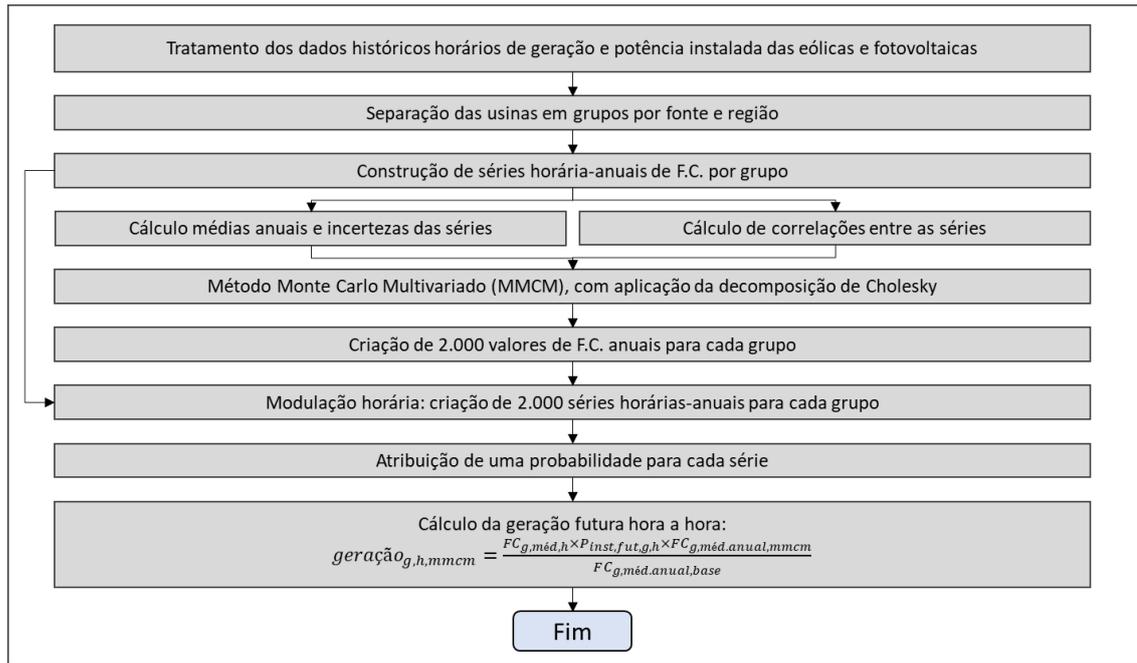
3. Calcular as séries de geração horária para o período futuro, para todas as usinas por FRV

3.1. Para cada hora futura e cada simulação do MMCM, cálculo da geração total proveniente das usinas por FRV:

$$geração_{FRV,h,mmcm} = \sum_{g=1}^{qtd.de\ grupos} geração_{g,h,mmcm} \quad (12)$$

A Figura 4 ilustra o fluxograma descrito acima.

Figura 4 – Etapa 2 – Estimativa de geração futura por fontes renováveis variáveis



Fonte: Elaborado pelo autor

2.4 Etapa 3: Quantificação do constrained-off futuro

Na terceira etapa, os dados gerados nas etapas anteriores são combinados para estimar o constrained-off futuro. Este processo envolve uma análise detalhada dos limites de inserção de energia renovável e os padrões de demanda projetados. Nesta etapa é calculado o corte de geração hora a hora e, conseqüentemente, total, de todo o conjunto de usinas.

$$GCUT_{tot}(hf) = \begin{cases} 0, & se\ LIFRV(h) \geq GFUT_{tot}(h) \\ GFUT_{tot}(h) - LIFRV(h), & se\ LIFRV(h) < GFUT_{tot}(h) \end{cases} \quad (13)$$

Onde:

h = hora futura de geração, varia de 1 até a última hora;

$GCUT_{tot}(h)$ = Geração de energia cortada na área de estudo para a hora h , em MWméd;

$GFUT_{tot}(h)$ = Geração de energia futura na área de estudo para a hora h ; em MWméd;

$LIFRV(h)$ = Limiar de geração de energia na área de estudo para a hora h , em MWméd.

3 ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Este capítulo apresenta o estudo de caso deste trabalho, que consiste em aplicar a metodologia para quantificação do constrained-off futuro no conjunto de usinas eólicas e fotovoltaicas localizadas nas Regiões Nordeste (NE) e Sudeste (SE) do Brasil, em dois cenários de expansão de fontes renováveis variáveis para o ano de 2025, considerando o sistema elétrico brasileiro operando de forma íntegra (regime normal de operação, critério de confiabilidade N). A escolha das Regiões NE e SE do Brasil para um estudo de caso sobre constrained-off em fontes renováveis variáveis é estratégica devido à sua alta capacidade instalada de energia renovável, complexidade da rede de transmissão, e diversidade climática e geográfica.

O Nordeste é líder em energia eólica e o Sudeste possui uma participação significativa em energia solar, criando um cenário ideal para analisar os efeitos da intermitência destas energias na infraestrutura de transmissão.

Essas regiões também enfrentam desafios regulatórios e econômicos importantes no contexto da expansão da energia renovável, sendo cruciais para entender como as limitações de transmissão podem impactar a distribuição de energia frente à demanda crescente, especialmente no Sudeste, que concentra grande parte da atividade industrial e populacional do país.

O estudo quantificará o risco de corte por razões confiabilidade elétrica e energética, em porcentagem da produção de energia renovável prevista para estas fontes com probabilidade de excedência de cinquenta por cento (P50).

A análise abrange a complexidade do SIN, um sistema elétrico de grande porte composto por 12.152 barras e 16.102 ramos, incluindo 3.416 barras de geração e 3.038 barras com cargas.

Os dados e parâmetros considerados para este estudo incluem a configuração do sistema de transmissão prevista para 2025 e o despacho hidrotérmico previsto no Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL. O estudo também considera dois cenários distintos de expansão de fontes renováveis: um sem e outro com a inclusão das usinas que já solicitaram ou obtiveram Parecer de Acesso, mas ainda não assinaram o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). Essas análises visam compreender a sensibilidade da estimativa de constrained-off para o médio prazo, considerando uma inserção significativa de usinas renováveis por fontes variáveis sem o correspondente aumento de carga ou reforços no sistema de transmissão.

Este trabalho busca oferecer uma contribuição para o entendimento e a gestão dos desafios associados à integração de energias renováveis no sistema elétrico brasileiro relacionados ao constrained-off, com foco em verificar e quantificar o risco de ocorrência destes eventos em regime normal de operação, por razões elétricas e energéticas, através de uma metodologia que considera limitações do sistema elétrico a partir de simulações de fluxo de potência, o comportamento da carga e a intermitência e concomitância entre elas até uma escala horária.

3.1 Bases de dados

Seguem as bases de dados, critérios e parâmetros considerados neste estudo de caso:

1. Configuração do sistema de transmissão previsto para 2025:
 - a. Dados, planilhas e documentos referentes aos Casos disponibilizados pelo ONS para estudos de acesso em regime permanente no âmbito do PAR/PEL 2023, disponíveis em (ONS, 2023a);
 - b. Datas de tendência de obras de transmissão de acordo com as seguintes bases, acessadas em 01/02/2024:
 - i. Programa de Expansão da Transmissão – PET/PELP (EPE, 2023);
 - ii. Previsões de entrada em operação de características técnicas de obras de transmissão leiloadas (EPE, 2024);
 - iii. Sistema de acompanhamento de obras dos empreendimentos de transmissão (ANEEL, 2024a).
2. Despachos das hidráulicas e térmicas e demais usinas do SIN:
 - a. Dados, planilhas e documentos referentes aos Casos disponibilizados pelo ONS para estudos de acesso no âmbito do PAR/PEL 2023, disponíveis em (ONS, 2023a);
 - b. Manual de Procedimentos da Operação do ONS, disponíveis em (ONS, 2024b);
3. Despachos das demais usinas eólicas e fotovoltaicas do SIN, fora da área de estudo:
 - a. Casos de fluxo de potência disponibilizados pelo ONS para estudos em regime permanente, disponíveis em (ONS, 2023a);
4. Critérios para definição de limiares de inserção de renováveis por razão confiabilidade elétrica, monitorados durante o estudo:
 - a. Limites operativos das linhas, transformadores e elementos do sistema de transmissão, inflexibilidades de hidráulicas e térmicas: Dados, planilhas e documentos referentes aos Casos disponibilizados pelo ONS para estudos de acesso no âmbito do PAR/PEL 2023, disponíveis em (ONS, 2023a);

- b. Limites de intercâmbios: PAR/PEL 2023, Ciclo 2024–2028 (ONS, 2023b)
 - c. Limites operacionais das tensões dos barramentos do SIN em regime normal: Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2024c);
5. Histórico de dados de carga do SIN, em MW: Dados horários de carga do SIN de 20 anos, de 01/01/2004 a 31/12/2023, disponíveis em (ONS, 2024d);
 6. Projeção de carga para 2025: Plano Decenal 2031 (EPE, 2022b)
 7. Histórico de geração das usinas eólicas e fotovoltaicas do SIN, em MW e por fonte: Dados horários de geração das usinas eólicas e fotovoltaicas em operação no SIN (ONS, 2024e);
 8. Lista de usinas eólicas e fotovoltaicas em operação e com previsão de entrada em operação para 2025, com CUST assinado: Dados, planilhas e documentos referentes aos Casos disponibilizados pelo ONS para estudos de acesso no âmbito do PAR/PEL 2023, disponíveis em (ONS, 2023a);
 9. Curvas de permanência das FRV por fonte e horário de carga: calculadas a partir dos dados horários de geração das usinas eólicas e fotovoltaicas em operação no SIN (ONS, 2024e).

3.2 Ferramentas

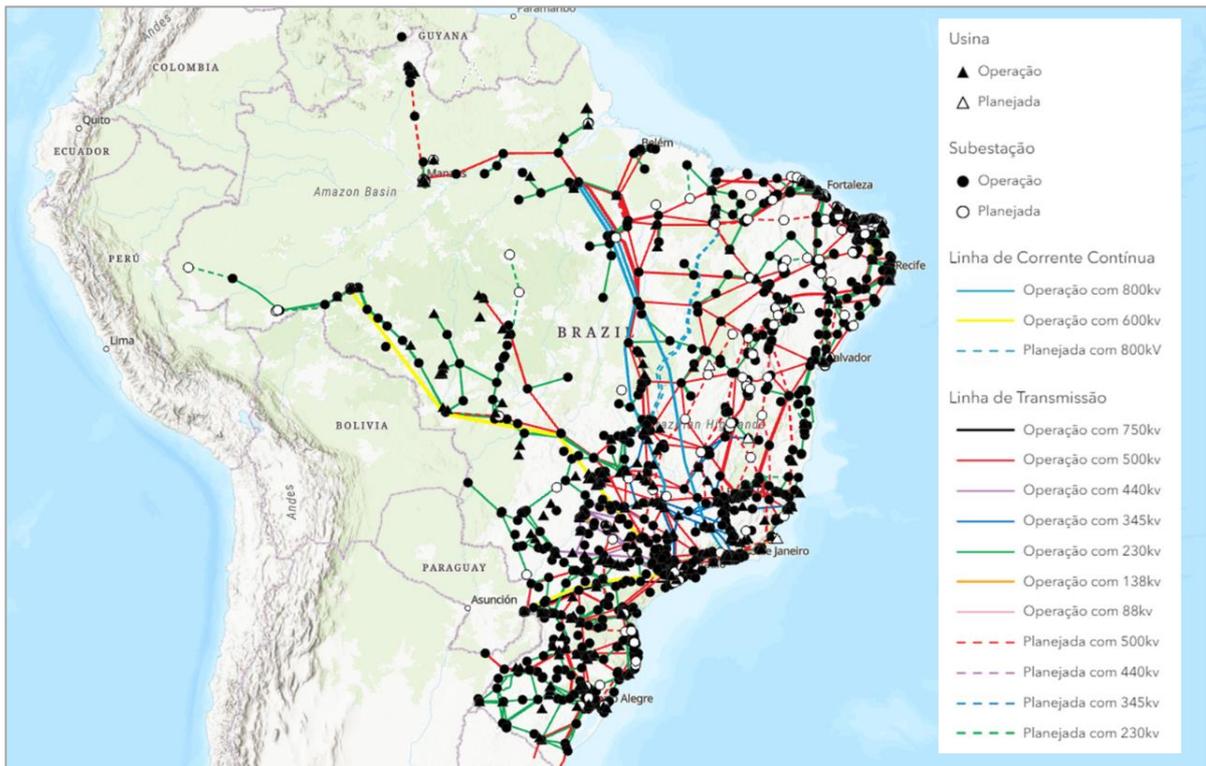
As simulações de fluxo de potência em regime permanente foram realizadas utilizando o software Programa de Análise de Redes (ANAREDE) versão 11.7.2, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL (CEPEL, 2023), disponibilizado pela empresa Aeroespacial Tecnologias e Sistemas Renováveis Ltda.

Os algoritmos de implementação da metodologia descrita no capítulo 2 foram implementados no software MATLAB (MATHWORKS, 2022).

3.3 Topologia da rede

A metodologia para quantificação do constrained-off futuro será aplicada no conjunto de usinas eólicas e fotovoltaicas localizadas nas Regiões NE e SE do Brasil para o ano de 2025, considerando o sistema elétrico brasileiro operando de forma íntegra. A Figura 5 apresenta uma fotografia do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN).

Figura 5 – Mapa georreferenciado do Sistema Interligado Nacional Brasileiro – SIN

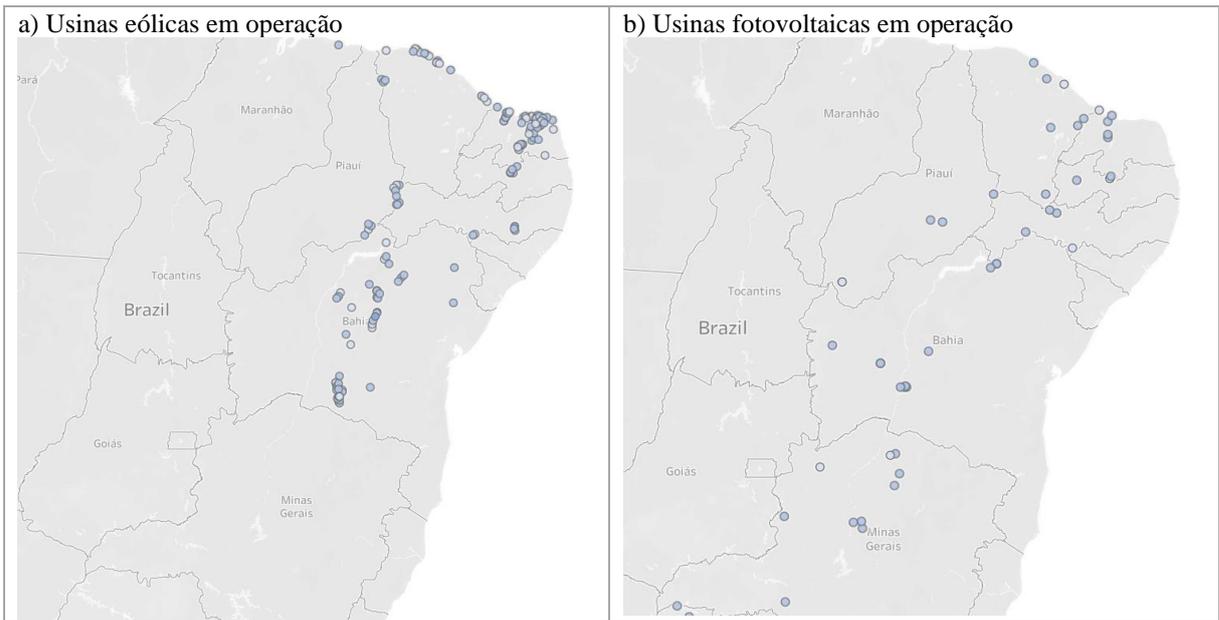


Fonte: (ONS, 2024f)

Trata-se de um sistema elétrico de grande porte, dotado de 12.152 barras e 16.102 ramos, 3.416 barras de geração de geração e 3.038 barras com cargas. Os ramos são dos tipos linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição em corrente alternada, linhas de transmissão em corrente contínua e transformadores nas tensões indicadas na Figura 5. A rede também é composta por diversos reatores e capacitores, tanto de linhas quanto de barras e compensadores estáticos e síncronos. (ONS, 2023a)

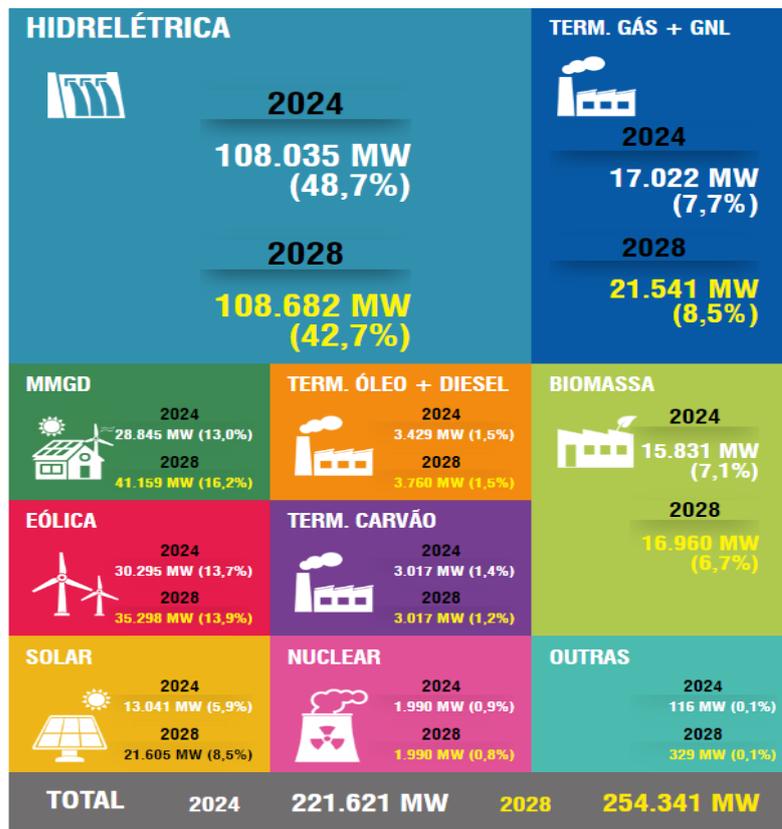
A Figura 6 mostra as localizações das usinas eólicas e fotovoltaicas em operação na região estudada. Esta área foi escolhida por comportar o maior volume de inserção de fontes renováveis variáveis e com uma perspectiva de grande expansão nos próximos anos, conforme Figura 7 (ONS, 2024g).

Figura 6 – Localização dos conjuntos de usinas eólicas (a) e fotovoltaicas (b) em operação, na região do estudo



Fonte: (ONS, 2024h)

Figura 7 – O Sistema em Números. Evolução da Capacidade Instalada do SIN - maio/2024 - Dezembro/2028



Fonte: (ONS, 2024g)

3.4 Premissas do estudo

3.4.1 Cenários de expansão de geração

O estudo de caso foi realizado para dois cenários de expansão da geração por fontes renováveis variáveis para o ano de 2025:

1. Cenário de expansão da geração por FRV 1 (Cenário FRV1):
 - este cenário integra todas as usinas eólicas e fotovoltaicas nas Regiões NE e SE do Brasil em operação ou com o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinado, com capacidades instaladas respectivas de 21,4 e 16,3 GW (ANEEL, 2024b; ONS, 2023a).
2. Cenário de expansão da geração por FRV 2 (Cenário FRV2):
 - cenário de maior expansão de usinas por FRV: este cenário visa representar as usinas do cenário FRV1 mais as usinas outorgadas, com parecer de acesso solicitado ou emitido positivo, mas que não assinaram o CUST até fevereiro de 2024;
 - Neste cenário foi realizada uma adição de 5,6 GW na potência eólica instalada de 24,2 GW na potência solar instalada, totalizando 29,9 GW de incremento na potência instalada no cenário FRV1; Este incremento de capacidade instalada decorrente das usinas sem CUST foi obtido do documento do ONS (ONS, 2024i);
 - Devido à dificuldade em definir as localizações dos 29,9 GW adicionais, neste trabalho estes 29,9 GW foram distribuídos proporcionalmente entre as usinas do cenário FRV1.

A Tabela IV apresenta as capacidades instaladas e eólicas e fotovoltaicas consideradas nos dois cenários de expansão das usinas por fontes renováveis variáveis. Os cenários de expansão FRV1 e FRV2 trazem incrementos de 11,8 GW e 41,6 GW, respectivamente.

Tabela IV – Cenários da expansão de usinas por fontes renováveis variáveis consideradas no estudo. Capacidade em operação obtida em 16 de março de 2024

Capacidade Instalada de FRV na Área de Estudo (MW)						
Expansão de FRV	Eólicas		Fotovoltaicas		Total	
	MW	Incremento	MW	Incremento	MW	Incremento
Em operação	24.471	0	11.368	0	35.839	0
Cenário FRV1	31.390	6.919	16.267	4.899	47.657	11.818
Cenário FRV2	37.030	12.559	40.480	29.112	77.511	41.672

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (ONS, 2024h)

A Tabela V apresenta as potências instaladas eólica e fotovoltaica por fonte, para cada cenário, para as 11 unidades federativas nas regiões do estudo de caso com projetos com CUST assinado. A Tabela VI detalha a potência instalada em cada um dos 132 pontos de conexão.

Tabela V – Detalhamento de potências instaladas eólica e fotovoltaica consideradas no estudo para os dois cenários de expansão de renováveis, por unidade federativa

UF	Cenário FRV1 (MW)			Cenário FRV2 (MW)		
	EOL	UFV	Total	EOL	UFV	Total
BA	11.308	2.793	14.100	13.339	6.949	20.289
CE	2.671	2.506	5.177	3.151	6.236	9.387
MA	426	0	426	503	0	503
MG	0	3.859	3.859	0	9.603	9.603
PB	331	424	755	390	1.056	1.446
PE	869	1.295	2.164	1.025	3.223	4.248
PI	4.802	2.419	7.221	5.665	6.020	11.685
RN	10.949	1.786	12.735	12.916	4.445	17.361
SE	35	0	35	41	0	41
SP	0	1.180	1.180	0	2.936	2.936
TO	0	5	5	0	12	12
Total	31.390	16.267	47.657	37.030	40.480	77.510

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (ONS, 2024h)

Tabela VI – Detalhamento de potências instaladas eólica e fotovoltaica consideradas no estudo para os dois cenários de expansão de renováveis, por ponto de conexão

UF	Ponto de Conexão	Cenário FRV1 (MW)		Cenário FRV2 (MW)		UF	Ponto de Conexão	Cenário FRV1 (MW)		Cenário FRV2 (MW)	
		EOL	UFV	EOL	UFV			EOL	UFV	EOL	UFV
		BA	Barreiras II 500kV	–	701			–	1.743	MG	Manga 3 – Janaúba 1 138kV
BA	Barreiras 69kV	–	95	–	236	MG	Paracatu 4 138kV	–	386	–	961
BA	Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II 500kV	420	415	495	1.033	MG	Pirapora 2 138kV	–	321	–	799
BA	Bom Jesus da Lapa 230kV	–	60	–	149	MG	Pirapora 2 345kV	–	495	–	1.232
BA	Bom Jesus da Lapa 69kV	–	202	–	503	MG	Santa Luzia 1 138kV	–	1	–	4
BA	Brotas de Macaúbas 230kV	167	–	197	–	PB	Campina Grande II 69kV	95	–	111	–
BA	Brumado II 230kV	90	–	106	–	PB	Campina Grande III 230kV	174	–	205	–
BA	Campina Grande III – Extremoz II 230kV	203	–	239	–	PB	Coremas 230kV	–	370	–	922
BA	Campo Formoso 230kV	180	–	212	–	PB	Coremas 69kV	–	54	–	134
BA	Futura 500kV	–	692	–	1.723	PB	Santa Rita II 69kV	63	–	74	–
BA	Gentio do Ouro II 230kV	1.852	–	2.185	–	PE	Arcoverde II 69kV	60	–	71	–
BA	Gentio do Ouro II 500kV	519	–	612	–	PE	Bom Nome 138kV	–	341	–	848
BA	Igaporã II 230kV	430	–	507	–	PE	Bom Nome 230kV	–	845	–	2.102
BA	Igaporã II 69kV	351	14	414	35	PE	Caetés II 230kV	182	–	215	–
BA	Igaporã III 230kV	438	–	517	–	PE	Garanhuns II 230kV	401	–	474	–
BA	Igaporã III 500kV	236	–	278	–	PE	Goianinha 69kV	27	–	32	–
BA	Irecê 138kV	66	–	78	–	PE	Ribeirão 69kV	20	–	23	–
BA	Irecê 230kV	303	–	357	–	PE	Tacaimbó 69kV	–	99	–	247
BA	Irecê 69kV	–	31	–	76	PE	Tacaratu 230kV	179	10	211	25
BA	Juazeiro da Bahia II 230kV	209	278	247	691	PI	Curral Novo do Piauí II 230kV	409	261	483	650
BA	Juazeiro da Bahia II 69kV	–	32	–	80	PI	Curral Novo do Piauí II 500kV	1.669	–	1.969	–
BA	Morro do Chapéu II 230kV	1.101	–	1.299	–	PI	Gilbués II 500kV	–	790	–	1.967
BA	Morro do Chapéu II 500kV	353	–	416	–	PI	Ibiapina II – Piripiri C2 230kV	–	360	–	896
BA	Morro do Chapéu II 69kV	90	–	106	–	PI	LT 500 kV Teresina II – Tianguá II, C1 500kV	–	347	–	864
BA	Olindina 500kV	322	–	380	–	PI	Picos 230kV	205	–	242	–
BA	Ourolândia II 230kV	1.408	–	1.661	–	PI	Piripiri 138kV	162	–	191	–
BA	Ourolândia II 500kV	765	–	902	–	PI	Queimada Nova II 500kV	1.362	–	1.606	–

UF	Ponto de Conexão	Cenário FRV1 (MW)		Cenário FRV2 (MW)		UF	Ponto de Conexão	Cenário FRV1 (MW)		Cenário FRV2 (MW)	
		EOL	UFV	EOL	UFV			EOL	UFV	EOL	UFV
BA	Paulo Afonso IV – Olindina 500kV	99	–	117	–	PI	Ribeiro Gonçalves 230kV	–	204	–	509
BA	Pindaí II 230kV	322	–	380	–	PI	São João do Piauí 230kV	278	–	328	–
BA	Pindaí II 69kV	271	–	320	–	PI	São João do Piauí 500kV	717	396	846	986
BA	Senhor do Bonfim II 230kV	496	–	585	–	PI	São João do Piauí 69kV	–	60	–	149
BA	Sobradinho 230kV	363	–	428	–	RN	Açu II 138kV	104	34	123	85
BA	Sobradinho 500kV	256	–	302	–	RN	Açu II 230kV	511	–	603	–
BA	Tabocas do Brejo Velho 230kV	–	273	–	680	RN	Açu II 69kV	29	1	34	3
CE	Acarauá II 230kV	306	–	360	–	RN	Açu III – Lagoa Nova II C1 230kV	–	118	–	293
CE	Acarauá II 69kV	87	–	103	–	RN	Açu III 230kV	–	453	–	1.127
CE	Aquiraz II 69kV	51	81	60	202	RN	Açu III 500kV	1.764	736	2.081	1.831
CE	Banabuiú – Mossoró II 230kV	–	278	–	693	RN	Ceará Mirim II 500kV	1.038	–	1.225	–
CE	Banabuiú 230kV	–	430	–	1.069	RN	Currais Novos II 230kV	139	–	164	–
CE	Bom Nome – Milagres C2 230kV	–	164	–	407	RN	Currais Novos II 69kV	52	30	61	75
CE	Bom Nome – Milagres C3 230kV	–	344	–	855	RN	Extremoz II 230kV	146	–	172	–
CE	Cauípe 230kV	–	212	–	528	RN	Extremoz II 69kV	117	–	138	–
CE	Cauípe 69kV	84	–	99	–	RN	João Câmara II 230kV	400	–	472	–
CE	Delmiro Gouveia 69kV	2	–	3	–	RN	João Câmara II 69kV	510	–	602	–
CE	Ibiapina II 230kV	86	–	102	–	RN	João Câmara III – Monte Verde, C1 500kV	63	–	74	–
CE	Ibiapina II 69kV	153	–	181	–	RN	João Câmara III 138kV	1.437	–	1.696	–
CE	Icó 230kV	–	217	–	539	RN	João Câmara III 230kV	552	–	652	–
CE	Milagres 69kV	–	150	–	373	RN	Lagoa Nova II 230kV	109	–	129	–
CE	Mossoró IV 230kV	283	2	333	5	RN	Lagoa Nova II 69kV	438	–	517	–
CE	Pecém II 230kV	824	283	972	705	RN	Monte Verde 500kV	1.200	209	1.415	520
CE	Quixeré 230kV	–	132	–	329	RN	Mossoró II 230kV	458	86	541	214
CE	Russas II 230kV	362	212	428	528	RN	Mossoró II 69kV	20	–	24	–
CE	Russas II 69kV	68	–	80	–	RN	Paraíso 138kV	155	–	183	–
CE	Sobral III 230kV	349	–	411	–	RN	Santa Luzia II 500kV	1.102	120	1.300	298
CE	Sobral 69kV	17	–	20	–	RN	Touros 230kV	495	–	584	–
CE	Tauá II 69kV	–	1	–	2	RN	Touros 69kV	108	–	127	–
MA	Miranda II 500kV	426	–	503	–	SE	Jardim 69kV	35	–	41	–
MG	Araxá 4 138kV	–	90	–	224	SP	Água Vermelha – Votuporanga II 138kV	–	90	–	224
MG	Coromandel 3 138kV	–	60	–	149	SP	Boa Hora 138kV	–	145	–	361
MG	Francisco Sá 1 138kV	–	99	–	246	SP	Dracena 138kV	–	81	–	202
MG	GUICOL 138kV	–	62	–	154	SP	Getulina 138kV	–	150	–	373
MG	Hélio Valgas 345kV	–	500	–	1.244	SP	Jupiá – Três Irmãos 138kV	–	205	–	510
MG	Itacarambi 138kV	–	7	–	16	SP	Manga 3 138kV	–	5	–	12
MG	Jaíba 230kV	–	680	–	1.692	SP	Ribeiro Gonçalves 500kV	–	300	–	747
MG	Janaúba 3 500kV	–	1.020	–	2.539	SP	Três Irmãos 138kV	–	203	–	506
MG	Januária 3 138kV	–	9	–	23	TO	Miracema 138kV	–	5	–	12

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (ONS, 2024h)

3.4.2 Casos base para análises de fluxo de potência em regime permanente

Os casos base fornecidos pelo ONS para estudos de fluxo de potência em regime de acesso, destinados a estudos de planejamento e estudos para acesso ao sistema de transmissão, são classificados quanto à estação do ano e quanto ao horário de carga, de acordo com (ONS, 2024j), da seguinte forma:

Quanto às estações:

- Verão: janeiro a abril e novembro e dezembro de 2025
- Inverno: maio a outubro de 2025

Quanto ao horário:

- Pesada: 18h às 21h59
- Média: 8h às 16h59
- Leve: 22h às 7h59

Para este estudo, foram utilizados os casos para estudos do verão 2024/2025, inverno 2025 e verão 2025/2026, patamares de carga pesada, média e leve, disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2023a). A Tabela VII apresenta a lista dos casos utilizados neste estudo.

Tabela VII – Casos de fluxo de potência para estudos em regime permanente, no formato do ANAREDE

Caso	Título do Caso	Estação	Horário
1	ONS * PARPEL 2024–2028 * VERÃO 2025/2026 PESADA *	Verão 2025	18h às 21h59
2	ONS * PARPEL 2024–2028 * VERÃO 2025/2026 MÉDIA *	Verão 2025	8h às 16h59
3	ONS * PARPEL 2024–2028 * VERÃO 2025/2026 LEVE *	Verão 2025	22h às 7h59
4	ONS * PARPEL 2023–2027 * INVERNO 2025 PESADA *	Inverno 2025	18h às 21h59
5	ONS * PARPEL 2024–2028 * INVERNO 2025 MÉDIA *	Inverno 2025	8h às 16h59
6	ONS * PARPEL 2024–2028 * INVERNO 2025 LEVE *	Inverno 2025	22h às 7h59

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (ONS, 2023a)

As obras de transmissão representadas nestes casos e previstas para 2025 foram verificadas quanto à data de tendência de entrada em operação pelas bases de dados públicas disponíveis, consultadas no dia 01/02/2024 (ANEEL, 2024a; EPE, 2023, 2024).

Quanto à realização de modificações e atualizações nos casos de fluxo de potência listados acima, todas as obras de transmissão previstas para entrar em operação em 2025 na área do estudo estão nestes casos de fluxo de potência listados acima, não sendo necessário adicionar ou remover representações de elementos de transmissão.

3.4.3 Ordem de prioridade de redução de geração por fonte

A ordem de prioridade na redução de geração adotada neste estudo seguiu o procedimento adotado na operação pelo ONS para restrições de geração por constrained-off em situações de necessidade, seja por restrições locais ou sistêmicas, seguem a ordem de prioridade indicada em (ONS, 2024a) e descrita a seguir.

- Redução de geração em usinas hidrelétricas sem vertimentos, respeitando-se as restrições operativas existentes;
- Redução de geração em usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito de custo (exceto usinas despachadas por inflexibilidade ou razão elétrica);

- iii. Redução de geração em usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de custo, respeitando-se as restrições operativas existentes;
- iv. Redução de geração em usinas hidrelétricas que apresentem vertimentos, mesmo que turbináveis, respeitando-se as restrições operativas existentes;
- v. Esgotados todos os recursos, redução de geração em usinas eólicas e fotovoltaicas.

Como descrito na metodologia, o incremento ou decréscimo de gerações eólicas e fotovoltaicas para um determinado patamar de carga e estação do ano segue a curva de permanência desta fonte/carga/estação.

3.4.4 Classificação das usinas e curvas de permanência

As usinas por FRV foram classificadas de acordo com (ONS, 2024j) em cinco grupos:

- i. Eólicas do interior;
- ii. Eólicas do litoral;
- iii. Fotovoltaicas do interior;
- iv. Fotovoltaicas do litoral;
- v. Fotovoltaicas do Sudeste.

O conceito de Eólicas e Fotovoltaicas do Interior e Litoral foi extraído de (ONS, 2024j), onde as usinas da região Nordeste em uma faixa de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar, foram classificadas como Litoral, e as demais foram classificadas como Interior.

Para cada grupo, a partir dos dados históricos de geração das usinas em operação, foram construídas curvas de permanência para os três patamares de carga, pesada, média e leve, em fator de capacidade (F.C.). Estas curvas apresentam os valores de F.C. para diferentes frequências de excedência, e trazem o comportamento da potência das usinas ao longo do tempo.

Os despachos iniciais das eólicas e fotovoltaicas dos cinco grupos foram ajustados nos casos de fluxo de potência para as potências relativas aos fatores de capacidade com frequência de excedência de 50%, e ajustados para cima ou para baixo, seguindo as curvas de permanência, em passos de $\pm 5\%$ do F.C., depois ajustado para passos menores, até $\pm 0,5\%$ do F.C., até atingir o LIFRV para cada caso.

3.5 Curvas de permanência

A Tabela VIII apresenta os valores fator de capacidade por grupo de usinas para frequências de excedência no passo de 5%, para os patamares de carga leve, média e pesada, com os F.C. com frequência de excedência de 50%, utilizados no despacho inicial das usinas renováveis nos casos destacados.

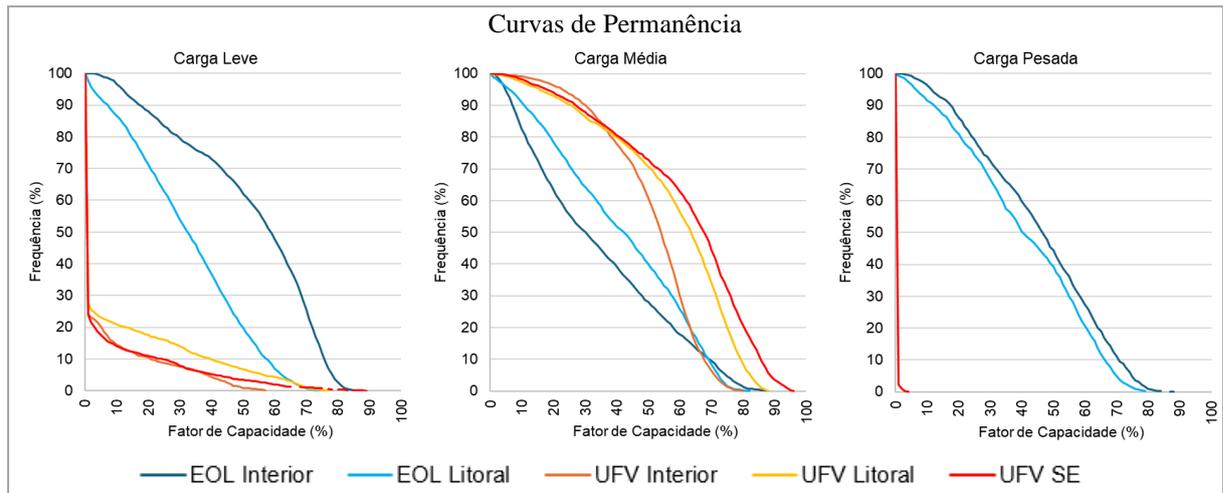
Os dados mostram que, para a frequência de excedência de 50%, a geração das eólicas no interior é maior nas cargas leve e pesada, que naturalmente tem menos geração fotovoltaica, e menor na carga média (de 17 a 29%), mostrando uma boa complementariedade com as fotovoltaicas. Já as eólicas do litoral mostram uma menor complementariedade, com F.C. mais elevado na carga média. Nas menores taxas de excedência é possível observar claramente que os horários de carga média são os que a maior geração proveniente destas fontes. Estes resultados expõem a importância de uma análise conjunta das diversas usinas conectadas ao sistema, tanto agrupadas em grupos regionais, quanto no comparativo entre grupos.

Tabela VIII – Fatores de capacidade por grupo de usinas para frequências de excedência no passo de 5%, para os patamares de carga leve, média e pesada

Fatores de capacidade (%) para diferentes frequências de excedência (%), por grupo de usinas por FRV															
Freq. de Excedência (%)	Carga Leve					Carga Média					Carga Pesada				
	EOL Interior	EOL Litoral	UFV Interior	UFV Litoral	UFV SE	EOL Interior	EOL Litoral	UFV Interior	UFV Litoral	UFV SE	EOL Interior	EOL Litoral	UFV Interior	UFV Litoral	UFV SE
0	84	71	52	72	73	83	79	77	87	94	82	77	0	0	3
5	79	63	38	57	44	75	73	72	83	90	76	71	0	0	0
10	76	58	23	40	23	69	69	68	79	86	72	67	0	0	0
15	74	54	11	27	10	64	66	66	77	83	68	63	0	0	0
20	72	50	5	14	4	58	63	64	75	81	64	60	0	0	0
25	70	47	2	4	1	53	61	62	74	78	61	58	0	0	0
30	69	44	0	1	0	48	58	60	72	76	58	55	0	0	0
35	67	41	0	0	0	44	54	59	70	74	55	52	0	0	0
40	64	38	0	0	0	39	50	57	68	72	53	49	0	0	0
45	62	35	0	0	0	35	47	56	66	70	50	46	0	0	0
50	59	32	0	0	0	30	42	54	64	68	47	41	0	0	0
55	56	30	0	0	0	26	38	53	61	65	43	37	0	0	0
60	52	27	0	0	0	22	34	51	58	62	40	34	0	0	0
65	48	24	0	0	0	19	30	48	55	59	36	31	0	0	0
70	43	21	0	0	0	17	26	46	51	54	32	28	0	0	0
75	37	18	0	0	0	14	23	43	46	48	29	25	0	0	0
80	30	15	0	0	0	12	19	39	40	41	25	21	0	0	0
85	24	12	0	0	0	9	16	35	33	34	21	17	0	0	0
90	18	7	0	0	0	7	11	30	25	27	17	12	0	0	0
95	12	3	0	0	0	5	6	22	16	18	12	7	0	0	0
100	5	1	0	0	0	2	1	8	5	6	4	2	0	0	0

A Figura 8 apresenta as curvas de permanência por grupo e por patamar de carga. Nos gráficos fica mais evidente a complementaridade entre as eólicas do interior e as fotovoltaicas na carga média. Observa-se também que as fotovoltaicas do Sudeste e do litoral permanecem mais tempo em elevados fatores de capacidade que as fotovoltaicas do interior.

Figura 8 – Curvas de permanência utilizadas no estudo para obtenção dos limiares de inserção de FRV nos estudos de fluxo de potência, para os patamares de carga leve, média e pesada



3.6 Carga histórica e projeção

Os casos base do PAR/PEL trabalham com patamares de carga pesada, média ou leve fixo por estação do ano. Estes patamares de carga se mostram representativos para identificação de violações por razão confiabilidade elétrica, todavia, devido à elevada variabilidade da carga, apenas um valor fixo por carga e estação do ano traz grande incerteza para a estimativa para o risco de restrição por razão energética. Com o intuito de representar a variação da carga horária–semanal–mensal e quantificar o limiar de inserção de fontes renováveis variáveis na área de estudo em função da carga ($LIFRV_{carga}$), como descrito na seção 2.2.2, nesta metodologia é construída uma série horária–anual de carga para o ano do estudo. A aplicação da metodologia para a projeção da carga do SIN em 2025, objeto deste estudo de caso, ocorreu conforme descrito a seguir:

- i. Obtenção das séries horárias de carga do SIN de 20 anos, de 01/01/2004 a 31/12/2023, disponível em (ONS, 2024d);
- ii. Normalização da carga horária dividindo pela média da carga do ano:

$$Carga\ Normalizada_{h,a} = \frac{Carga_{h,a}}{Carga\ Média\ Anual_a}, \text{ onde } a = \text{ano (2025) e } h = \text{hora do ano} \quad (14)$$

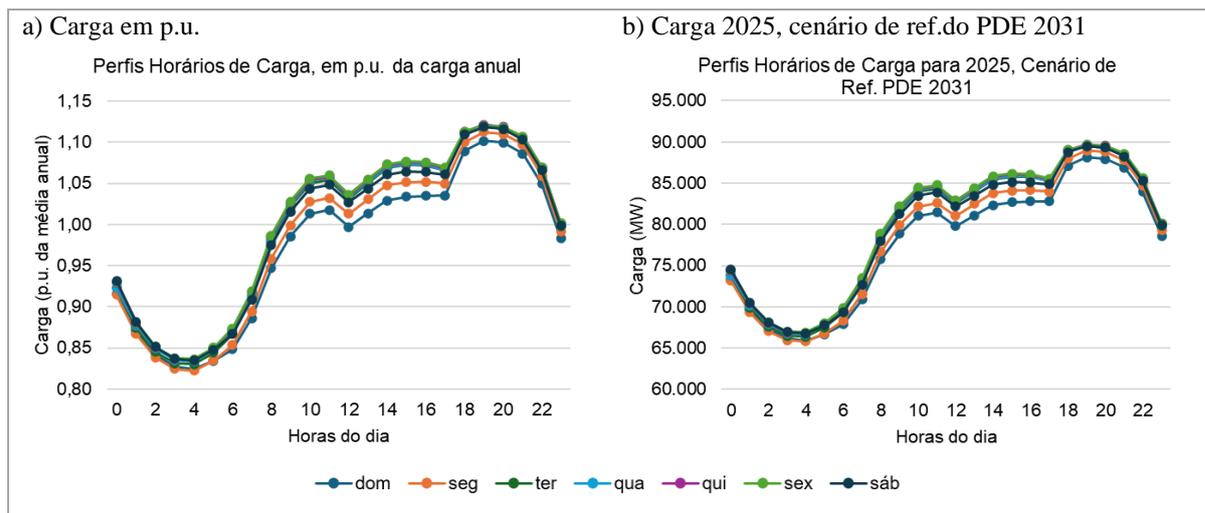
- iii. Cálculo dos perfis horários-semanais–mensais de carga normalizada para os 20 anos analisados (um perfil horário para cada dia da semana/mês do ano);
- iv. Cálculo dos perfis horários-semanais–anuais de carga para o ano em tela em MW, a partir dos perfis horários-semanais–anuais normalizados pela projeção de carga do Plano Decenal 2031 (EPE, 2022b);

O Plano Decenal 2031 traz três cenários de expansão de carga do SIN para 2025, superior (82,6 GW), referência (80,0 GW) e inferior (76,2 GW). Neste estudo de caso, consideramos a projeção de referência.

A Figura 9a) apresenta os perfis horários de carga, para cada dia semana, em p.u. da média da carga anual, obtido a partir dos 20 anos de dados históricos, e em MW, ajustando as curvas em p.u. para a carga da previsão de referência do PDE 2031. A partir destes gráficos, observa-se que os dias da semana que apresentam menor carga são, respectivamente, domingo, segunda-feira e sábado.

A Figura 9b) apresenta as médias anuais de carga para cada hora do dia e dia da semana, para fins de ilustração. A fim de melhorar a precisão dos resultados deste trabalho, e dado o grande período de dados históricos de carga, foi possível refinar estas curvas e construir uma curva para cada dia da semana e cada mês do ano, totalizando 84 perfis horários de carga (12 meses x 7 dias da semana).

Figura 9 – Perfis horários de cada dia da semana da (a) carga em p.u. da carga média anual, obtida a partir da série histórica de carga e (b) carga projetada para 2025, a partir da previsão de carga do PDE 2031



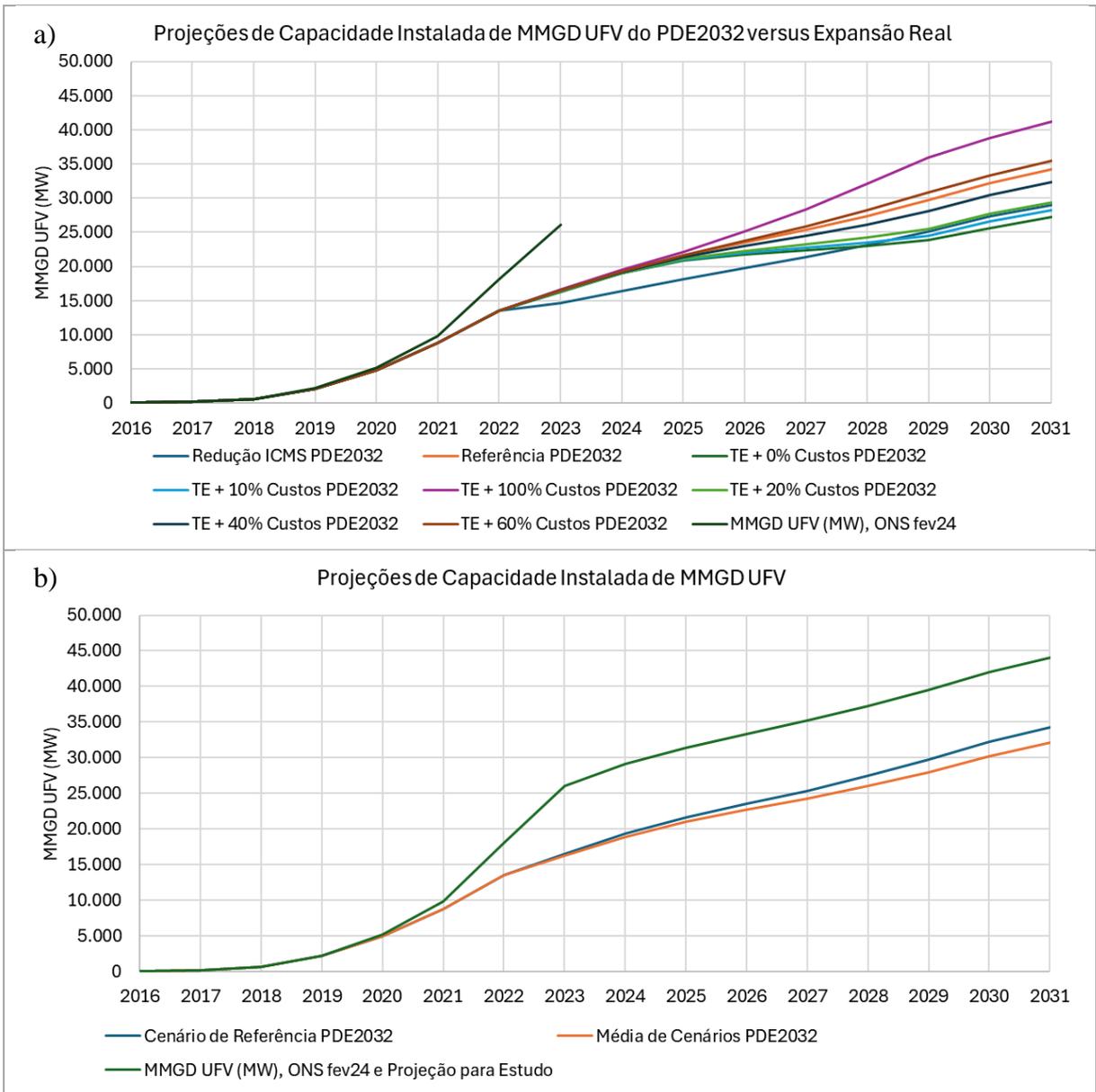
3.7 Projeção de MMGD UFV

O montante de mini e microgeração distribuída por fonte fotovoltaica (MMGD UFV) instalado no sistema energético brasileiro chegou a 26 GW em 2024. Esta geração não pode ser desprezada neste estudo.

Para isto, foram utilizados dados horários de geração (ONS, 2024j), histórico de potência instalada (ONS, 2024k) e projeção da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2022a) para a MMGD UFV.

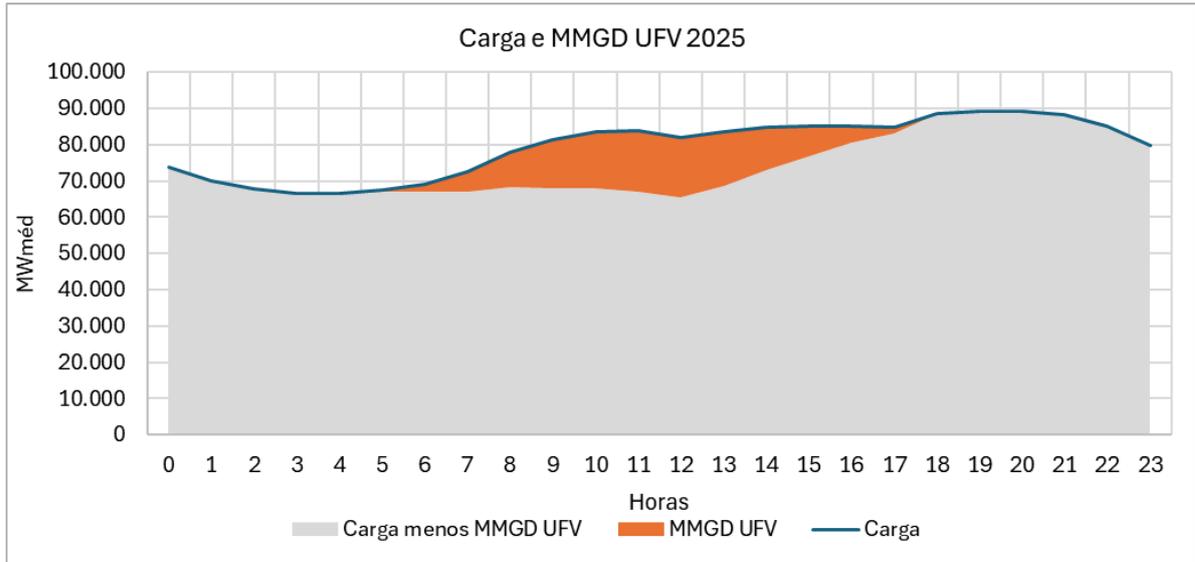
A Figura 10a) apresenta o comparativo entre crescimento de MMGD UFV efetivo e cenários de expansão projetados pela EPE no PDE2032. Observa-se que a projeção da EPE errou cerca de 10 GW na projeção de expansão das MMGD UFV. Até 2024 não houve revisão da projeção da EPE para esta projeção. Para fins deste trabalho, a correção foi realizada deslocando-se a curva de referência de expansão de Geração distribuída (GD) do PDE2032 para o ponto de potência instalada atual, obtido em (ONS, 2024k), conforme ilustrado na Figura 11b). A partir da curva de média horária da carga do sistema elétrico brasileiro antes e depois da inserção da geração das MMGD UFV, a Figura 11 ilustra o efeito da inserção destas gerações na modificação do perfil de carga.

Figura 10 – (a) comparativo entre crescimento de MMGD UFV efetivo e cenários de expansão projetados pela EPE no PDF2032; (b) Ajusta da projeção de MMGD para os próximos anos



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (ONS, 2024k)

Figura 11 – Médias horárias da curva de carga ajustada pela MMGD UFV projetada para 2025

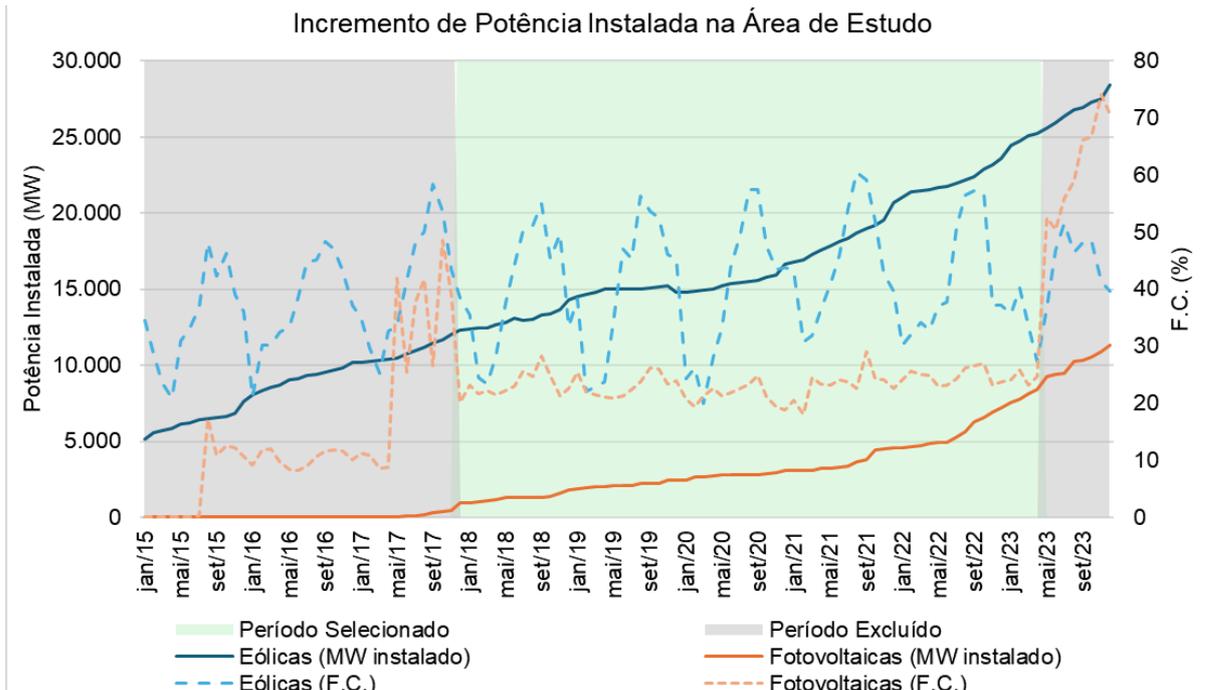


Fonte: Elaborado pelo autor

3.8 Geração história por fontes renováveis variáveis e projeção

A Figura 12 apresenta a evolução das potências instaladas e fator de capacidade de eólicas e fotovoltaicas na área de estudo e período de dados selecionado para o estudo, a saber, janeiro de 2018 a abril de 2023. Este período foi selecionado por melhor representar o comportamento esperado, tanto para as usinas eólicas quanto para as usinas fotovoltaicas nos próximos anos, tanto em termos de tecnologia quanto em termos de fator de capacidade.

Figura 12 – Evolução das potências instaladas e fator de capacidade de eólicas e fotovoltaicas na área de estudo e período de dados selecionado para o estudo

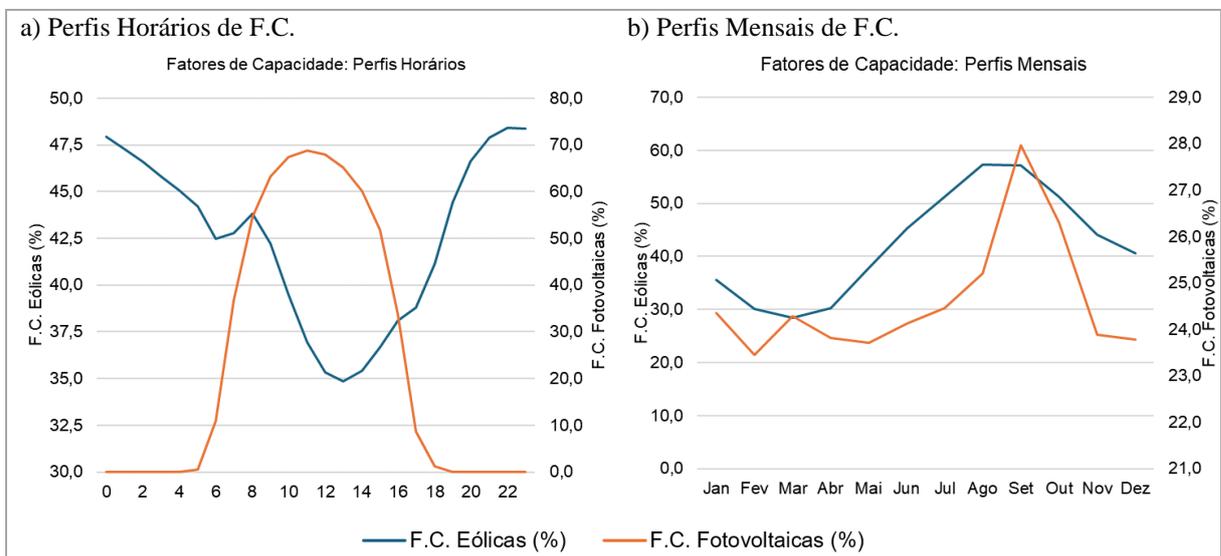


Fonte: Elaborado pelo autor

O período anterior a 2018 foi excluído da análise por apresentar inconsistências entre os dados de geração e potência instalada das fotovoltaicas, levando a estimativas de fator de capacidade incoerentes, superiores ou inferiores à média de fator de capacidade observada a partir de 2018. Pode-se observar o mesmo comportamento a partir de maio de 2023, neste período, provavelmente por atraso na atualização das bases de dados de potência instalada das fotovoltaicas que, ao comparar com a geração de energia, apresenta valores de F.C. muito superiores aos esperados para este tipo de usina.

A Figura 13a) mostra que os conjuntos de eólica e solar das Regiões NE e SE do Brasil apresentam uma boa complementariedade horária a partir das 10 horas da manhã até o final do dia, porém, a elevada geração de ambas as fontes no começo da manhã, somado ao fato a carga ainda não estar no seu pico, indica que este período pode ser o mais crítico para ocorrência de constrained-off. Na Figura 13b) observa-se que não há uma complementariedade mensal relevante entre as fontes, indicando que os meses críticos para o constrained-off de renováveis se situarão entre agosto e novembro.

Figura 13 – Perfis (a)horário e (b)mensal médio de fator de capacidade dos conjuntos de eólicas e fotovoltaicas da área de estudo



Fonte: Elaborado pelo autor

3.9 Incertezas da metodologia aplicada ao estudo de caso

3.9.1 Incertezas associadas ao cálculo dos $LIFRV_{fp}$

A incerteza associada ao $LIFRV_{fp}(\sigma_{LIFRV_{fp}})$ será dada por:

$$\sigma_{LIFRV_{fp}} = \sqrt{\sigma_{fp,nr}^2 + \sigma_{fp,var}^2} \quad (15)$$

Onde:

$\sigma_{LIFRV_{fp}}$ = incerteza da estimativa de $LIFRV_{fp}$;

$\sigma_{fp,nr}$ = incerteza do método de Newton-Rapshon;

$\sigma_{fp,var}$ = incerteza associada à Variabilidade do $LIFRV_{fp}$.

Quanto às incertezas relacionadas aos resultados de simulações associadas à aplicação do método Newton–Raphson para solução do problema de fluxo de potência em regime normal ($\sigma_{fp,nr}$), considera-se que este método pode alcançar uma precisão onde o erro na potência calculada e na tensão é geralmente menor que 0,1% a 1%, dependendo da qualidade do ponto inicial e da robustez do modelo do sistema. Esta precisão do erro é comumente aceita em discussões técnicas sobre o método. Para fins deste estudo, a incerteza associada ao método de Newton-Rapshon foi considerada 1%.

As incertezas associadas à variação do $LIFRV_{fp}$ em função da distribuição geoeletrica das injeções potência das usinas ($\sigma_{fp,var}$) são difíceis de mensurar devido à quantidade de variáveis e parâmetros que influenciam o fluxo de potência real. As seguintes características do estudo visam mitigar as incertezas associadas a este componente da proposta metodológica:

- i* Representação da rede elétrica brasileira completa;
- ii* Injeção de potência das usinas em seus respectivos pontos de conexão;
- iii* O uso das curvas de permanência no processo iterativo de incremento e decremento dos despachos das usinas, no processo de identificação dos $LIFRV_{fp}$;
- iv* A utilização de diversos cenários de fluxo de potência em regime permanente, com representações para diferentes patamares de carga e estações do ano (Tabela VII);
- v* Utilização do Método de Monte Carlo Multivariado, considerando a correlação entre as fontes.

Mesmo com estas considerações, para fins deste estudo, adotou-se uma maneira conservadora de estimar as incertezas associadas à variabilidade dos valores de $LIFRV_{fp}$ ($\sigma_{fp,var}$) calculados, apresentada a seguir.

$$\sigma_{fp,var} = \frac{\text{Desvio Padrão Amostral Ponderado } (LIFRV_{fp,c})}{\text{Média Ponderada } (LIFRV_{fp,c})}, \quad (16)$$

Onde:

$c = 1$ até quantidade de casos;

$peso$ = horas do ano representadas pelo caso.

3.9.2 Incertezas associadas ao cálculo dos $LIFRV_{carga}$

Neste trabalho, categorizamos as incertezas associadas ao cálculo $LIFRV_{carga}$ dado por:

$$\sigma_{LIFRV_{carga}} = \sqrt{\sigma_{carga,med}^2 + \sigma_{carga,var}^2 + \sigma_{carga,increm}^2 + \sigma_{lifrv,carga}^2} \quad (17)$$

Onde:

$\sigma_{LIFRV_{carga}}$ = incerteza da estimativa de $LIFRV_{carga}$;

$\sigma_{carga,med}$ = incerteza da medição, dada pela classe de exatidão dos medidores de produção de energia dos parques em operação de 2%, conforme item 5.5.1.1 do submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022a);

$\sigma_{carga,var}$ = definida como incerteza referente à variabilidade de valores que a carga pode assumir em determinada hora/dia da semana/mês;

$\sigma_{carga,increm}$ = incerteza referente ao incremento interanual da carga, relacionado à projeção da carga futura.

$\sigma_{lifrv,carga}$ = incerteza associada à variação dos valores de $k_{frv,carga}$ (equação (3)) de razão entre $LIFRV_{carga}$ e a carga do sistema, obtidos nas análises de fluxo de potência por razão energética.

A $\sigma_{carga,var}$ é calculada da seguinte forma:

$$\sigma_{carga,var} = Média (\sigma_{carga,var,h,s,m}) \quad (18)$$

$$\sigma_{carga,var,h,s,m} = \frac{dpa_{h,s,m}}{med_{h,s,m}} \quad (19)$$

Onde:

$\sigma_{carga,var}$ = incerteza referente à variabilidade da carga, em base anual;

$\sigma_{carga,var,h,s,m}$ = incerteza referente à variabilidade da carga da carga em p.u. para determinada hora (h), dia da semana (s) e mês (m);

$dpa_{h,s,m}$ = desvio padrão amostral dos valores de carga em uma determinada hora (h), dia da semana (s) e mês (m);

$med_{h,s,m}$ = média dos valores de carga em uma determinada hora (h), dia da semana (s) e mês (m).

A $\sigma_{carga,increm}$ é calculada por meio da Eq. 20:

$$\sigma_{carga,increm} = \text{desvio padrão amostral (incrementos anuais de carga)} \quad (20)$$

A Tabela IX apresenta as médias dos valores de $\sigma_{carga,var,h,s,m}$ para cada dia da semana e mês. Os valores mostram que, mesmo que a carga seja uma grandeza aleatória com grande variação, a divisão da carga em grupos por hora/dia da semana/mês é efetiva na mitigação das incertezas associadas à variabilidade da carga.

Tabela IX – Incertezas da variabilidade da carga (%) em base horária, $\sigma_{carga,var}$

Incerteza da Variabilidade da Carga (%), em base horária							
Período	Dom.	Seg.	Ter.	Qua.	Qui.	Sex.	Sáb.
Jan	6,0	7,1	7,4	6,7	7,6	7,6	6,6
Fev	5,1	7,1	7,6	5,1	4,2	4,4	4,5
Mar	4,1	4,8	4,9	4,1	4,0	6,2	4,2
Abr	4,4	5,6	5,3	4,9	5,1	8,9	5,4
Mai	3,5	4,9	4,7	4,2	5,2	4,9	4,1
Jun	3,0	3,4	3,4	3,0	5,3	4,0	3,4
Jul	3,0	3,2	3,0	3,0	3,1	3,3	3,2
Ago	3,3	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,9
Set	3,9	5,1	4,5	4,8	4,5	4,7	4,2
Out	4,3	5,0	4,9	5,1	4,4	4,6	4,1
Nov	5,1	6,3	6,0	5,8	5,6	5,6	5,0
Dez	5,3	7,3	7,1	6,9	7,1	7,8	6,5

A incerteza média associada à variação de carga ($\sigma_{carga,var}$) deste estudo é de 4,91%.

A Tabela X apresenta a incerteza associada à projeção de geração para anos futuros, $\sigma_{carga,increm}$. O histórico de incremento interanual da carga mostra a incerteza associada a uma previsão de carga futura, e apresenta um valor de 2,79%.

Tabela X – Incertezas do incremento interanual da carga, $\sigma_{carga,inter}$

Incerteza do Incremento Interanual da Carga (%)		
Ano	Carga média (MW)	Incremento Interanual (%)
2004	43.732	–
2005	45.714	4,53
2006	47.471	3,84
2007	49.731	4,76
2008	51.008	2,57
2009	50.598	–0,80
2010	54.062	6,85
2011	56.030	3,64
2012	58.100	3,69
2013	58.744	1,11
2014	61.555	4,78
2015	61.354	–0,33
2016	61.489	0,22
2017	62.687	1,95

Incerteza do Incremento Interanual da Carga (%)		
Ano	Carga média (MW)	Incremento Interanual (%)
2018	63.249	0,90
2019	64.581	2,11
2020	63.408	-1,82
2021	68.525	8,07
2022	68.798	0,40
2023	73.705	7,13
Desvio padrão do incremento interanual da carga, $\sigma_{carga,increm}$ (%)		2,79

3.9.3 Incertezas associadas à geração por FRV

A incerteza associada à geração de cada fonte é dada por:

$$\sigma_{fonte}(\%) = \sqrt{\sigma_{med}^2 + \sigma_{fonte,var}^2} \quad (21)$$

Onde:

σ_{med} = incerteza da medição, dada pela classe de exatidão dos medidores de produção de energia dos parques em operação de 2%, conforme item 5.5.1.1 do submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022a);

$\sigma_{fonte,var}$ = incerteza associada à variabilidade interanual de geração de cada fonte;

$$\sigma_{fonte,var}(\%) = \frac{\text{Desvio padrão das médias anuais do F.C.}}{\text{Média das médias anuais do F.C.}} \quad (22)$$

fonte = fonte renovável variável, eólica (EOL) ou fotovoltaica (UFV).

A Tabela XI apresenta os fatores e capacidade anuais dos conjuntos de todas as eólicas e fotovoltaicas em operação no SIN entre 2018 e 2022, variabilidade interanual das fontes e a correlação entre as fontes, que comporão as incertezas e matriz de correlação para as simulações do Método de Monte Carlo Multivariado.

Tabela XI – Fatores de capacidade anuais médios para os anos 2018 a 2022 e correlação entre as fontes

Eólicas e Fotovoltaicas da Área de Estudo		
Fator de Capacidade (%)		
Ano	Conjunto de Eólicas	Conjunto de Fotovoltaicas
2018	42,03	25,00
2019	43,16	26,28
2020	39,97	21,81
2021	44,67	24,53
2022	41,76	25,50
Médias (%)	42,32	24,62
Desvio Padrão (%)	1,74	1,70
$\sigma_{g,variabilidade\ interanual}$	4,12%	6,91%
Correlação	0,605	

A Tabela XII apresenta as incertezas padrão dos fatores de capacidade considerados no estudo para os conjuntos de eólicas e fotovoltaicas, em porcentagem da energia, calculados para as escalas temporais anual, mensal, diária e horária, para todo o período e por mês do ano. Estes valores foram obtidos da aplicação das equações (21) e (22), aplicadas para diferentes escalas temporais indicadas e separando os dados de fatores de capacidade por mês.

Tabela XII – Incertezas padrão dos fatores de capacidade, em porcentagem da energia

Incerteza Padrão dos Fatores de Capacidade, em porcentagem da energia (%)								
Período	Conjunto de Eólicas (EOL)				Conjunto de Fotovoltaicas (UFV)			
	Anual	Mensal	Diário	Horário	Anual	Mensal	Diário	Horário
Total	4,58	26,32	34,12	37,97	7,19	10,31	16,12	119,41
Jan		20,76	37,18	42,01		18,88	29,21	116,07
Fev		21,84	38,95	45,25		20,76	37,18	119,02
Mar		14,34	37,14	43,57		21,84	38,95	119,09
Abr		7,81	24,75	31,72		14,34	37,14	120,57
Mai		10,03	19,43	25,57		7,81	24,75	123,15
Jun		4,77	16,03	21,18		10,03	19,43	122,43
Jul		4,58	14,50	19,32		4,77	16,03	121,85
Ago		2,74	12,01	17,98		4,58	14,50	121,17
Set		8,28	23,85	27,91		2,74	12,01	117,31
Out		13,69	26,10	30,36		8,28	23,85	117,82
Nov		12,43	28,44	32,19		13,69	26,10	116,41
Dez		20,76	37,18	42,01		12,43	28,44	116,10

A metodologia proposta apresenta uma baixa incerteza anual relativa à variabilidade da geração renovável, enquanto em escalas de tempo menor, a incerteza aumenta consideravelmente, resultado da elevada variabilidade destas fontes. Mesmo assim, estes valores indicam que as estimativas anuais, mensais e até horárias de produção podem fornecer esclarecimentos sobre o comportamento da geração e do constrained-off projetado para estas fontes.

3.9.4 Demais fontes de incertezas

Além das incertezas associadas aos métodos para cálculo dos limiares de inserção e variabilidade da geração por fontes renováveis variáveis, existem outras incertezas associadas à metodologia proposta aplicada ao estudo de caso, as quais abordaremos aqui. Estas incertezas estão associadas:

- i. à representação da rede de transmissão;

- ii. à variação dos despachos hidrotérmicos mínimos, em função de mudanças nos procedimentos do operador, políticas públicas ou motivos de força maior;
- iii. à expansão de renováveis;
- iv. à expansão da geração distribuída (GD);

Já quanto à representação da rede elétrica e despacho hidrotérmico mínimo, neste estudo de caso, foram considerados como estáticos, compondo a etapa determinística da solução, conforme a projeção do ONS nos casos para estudos de fluxo de potência em regime permanente no âmbito do plano de operações e reforços de médio prazo do SIN – PAR/PEL (ONS, 2023b). As incertezas relativas a estas entradas não foram objetos de quantificação.

Todavia, a metodologia é totalmente replicável para diferentes cenários de transmissão e despacho hidrotérmico, sendo possível reproduzi-la considerando atrasos ou adiantamento de obras, bem como em cenários de maior ou menor hidrologia, a fim de quantificar as incertezas associadas a estas variações.

Quanto à expansão das capacidades instaladas eólica e fotovoltaicas, existem muitas incertezas associadas à data de efetiva entrada em operação das usinas com previsão para 2025 e que ainda não assinaram Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), entre elas:

- i. curto prazo para implantação destas usinas;
- ii. dificuldades para adquirir crédito para financiamento necessário ao desenvolvimento da usina e a infraestrutura associada;
- iii. problemas no atendimento de diversos requisitos regulatórios e técnicos impostos pelo operador do sistema, associados à assinatura da CUST.

Para melhor entendimento do impacto da entrada destas usinas, neste estudo estão sendo considerados dois cenários: sem (FRV1) e com (FRV2) a inclusão das usinas que tiveram Parecer de Acesso solicitado ou emitido, mas que ainda não assinaram o CUST. Estas duas visões têm como objetivo compreender como o montante de constrained-off de renováveis varia apenas em função de diferentes montantes de inserção de renováveis do SIN para um mesmo cenário futuro de expansão da transmissão e carga.

No que se refere à expansão da geração distribuída (GD), ela está incluída na estimativa de carga que as distribuidoras enviam para a ANEEL e para o ONS. É difícil quantificar quão assertiva é esta projeção. As incertezas associadas à expansão da GD não foram objeto deste trabalho e compuseram as premissas para a análise determinística, sendo esta geração já descontada da carga pelo Operador, ao disponibilizar os casos para estudos de fluxo de potência em regime permanente (ONS, 2023a).

Em suma, a abordagem apresentada para quantificação da incerteza da aplicação da metodologia neste estudo de caso de abrange as variações dos limiares de inserção de renováveis, tanto por razão elétrica quanto por razão energética, as variações das fontes renováveis e as incertezas associadas aos métodos empregados.

A utilização do método de Newton-Raphson nas simulações de fluxo de potência em regime permanente, permite uma representação da rede elétrica e estimativas de tensões nas barras do sistema e fluxos de potência nos elementos da transmissão com baixa incerteza.

Aliada a isto, a análise estatística dos dados históricos de carga e geração, e quantificação dos valores médios e incertezas até a escala horária contribuem para mitigação das incertezas associadas à quantificação do constrained-off a partir da metodologia apresentada. A implementação do Método de Monte Carlo Multivariado é particularmente destacada, ampliando a profundidade analítica e permitindo uma investigação detalhada das flutuações projetadas na entrada de novas usinas e seus impactos no constrained-off.

Embora determinadas incertezas, como as associadas à representação estática da rede, despacho hidrotérmico e às projeções operacionais das usinas sem o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), não tenham sido diretamente quantificadas, a metodologia demonstra uma capacidade adaptativa para acomodar uma variedade de cenários, incluindo variações na hidrologia e atrasos infraestruturais.

Esta adaptabilidade é crucial para uma análise eficaz das dinâmicas de um mercado energético em evolução e para a previsão de desafios operacionais e regulatórios emergentes com o incremento substancial na geração de energias renováveis.

Portanto, este estudo busca contribuir para o tema de quantificação do constrained-off futuro para usinas por fontes renováveis variáveis conectadas a sistemas de transmissão a partir do estudo de caso de estimativas de constrained-off para as usinas eólicas e fotovoltaicas localizadas nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil para o ano 2025, em diferentes cenários, avaliando a variabilidade, as razões de restrições e incertezas associadas.

4 SIMULAÇÕES E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta e discute os resultados da aplicação da metodologia para quantificação do constrained-off futuro para o conjunto de usinas eólicas e fotovoltaicas localizadas nas Regiões NE e SE do Brasil para as razões confiabilidade elétrica e energética, em regime normal de operação, para dois cenários de expansão de renováveis para 2025 (Tabela IV).

4.1 Limiar de Inserção de FRV (LIFRV)

A Tabela XIII apresenta os valores de Limiar de Inserção de FRV (LIFRV) para diferentes condições de carga (pesada, média, leve) durante o verão e inverno de 2025, e os fatores que limitam a injeção de potência nessas condições obtidos a partir das análises determinísticas de fluxo de potência utilizando o método Newton–Raphson ($LIFRV_{fp}$). O $LIFRV_{fp}$ varia conforme carga e estação do ano, e a razão confiabilidade elétrica devida às violações dos intercâmbios Norte–Nordeste (FNNE) e Sudeste–Nordeste (FSENE).

Tabela XIII – Valores de $LIFRV_{fp}$ e respectivos fatores limitantes para injeção de potência das usinas eólicas e fotovoltaicas da área de estudo

Limiars de Inserção de FRV a partir dos estudos de fluxo de potência				
Período	Carga	$LIFRV_{fp}$ (MWmédio)	Razão	Fator Limitante
verão 2025	Pesada	29.095	Confiabilidade	Violação do limite de intercâmbio FNNE.
	Média	34.026	Confiabilidade	Violação do limite de intercâmbio FNNE.
	Leve	23.855	Confiabilidade	Violação do limite de intercâmbio FNNE.
inverno 2025	Pesada	26.497	Confiabilidade	Violação do limite de intercâmbio FSENE.
	Média	36.289	Confiabilidade	Sobrecarga do Banco de Capacitores em Série (BCS) da LT 500 kV Barreiras – Rio das Éguas C1, extremidade Barreiras.
	Leve	22.069	Energética	Impossibilidade de alocar geração na carga

A Tabela XIV apresenta os valores de $k_{frv,carga}$ calculados para cada cenário, seja pelo incremento da geração ou decréscimo da carga, até se alcançar o limiar de inserção de renováveis por razão energética nos casos de fluxo de potência, conforme detalhado na metodologia (seção 2.2.2). Esse fator é multiplicado pela série horária de carga projetada para 2025 e após o desconto da geração a partir das MMGD UFV.

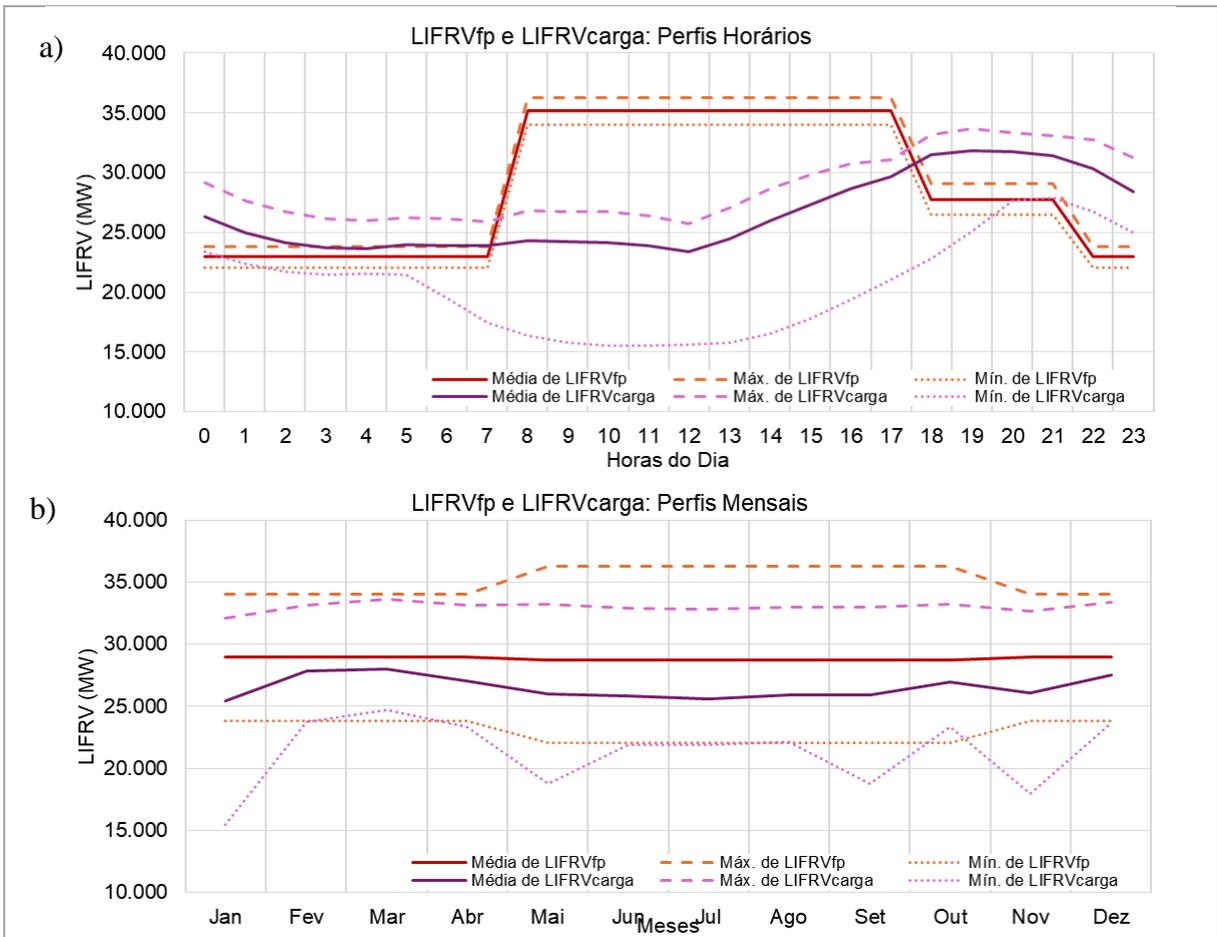
Tabela XIV – Memorial de cálculo do $k_{frv,carga}$, utilizado $LIFRV_{carga}$

Limiars de Inserção de FRV por Razão Energética para cálculo da razão $k_{frv,carga}$				
Período	Carga	$LIFRV_{fp,ene}$ (MWmédio)	Carga (MWmédio)	$k_{frv,carga}$ (%)
verão 2025	Pesada	29.095	80.322	36,2%
	Média	34.026	95.119	35,8%
	Leve	23.855	58.638	40,7%
inverno 2025	Pesada	26.497	87.857	30,2%
	Média	36.289	101.641	35,7%
	Leve	21.102	59.208	35,6%
$k_{frv,carga}$				35,7%
Desvio Padrão de $k_{frv,carga}$				3,3%
Incerteza de $k_{frv,carga}$				9,4%

A Figura 14 apresenta os perfis horários e mensais médios de limites de inserção de fontes renováveis variáveis (FRV) no Sistema Interligado Nacional (SIN) nas regiões Nordeste e Sudeste para o ano de 2025. Os gráficos demonstram variações significativas nos limites de inserção ao longo do dia e entre os meses, destacando os desafios de integração das FRVs na rede elétrica, especialmente em horários de maior oferta de renováveis. Observa-se maior predominância do limite de inserção por razão energética, em função da carga, durante o dia, enquanto no período noturno, as limitações obtidas nas análises de fluxo de potência são mais relevantes.

A Figura 15 ilustra as séries horárias dos limites de inserção de FRV nas regiões Nordeste e Sudeste para os meses de janeiro, maio e setembro de 2025. Esta figura complementa a anterior (Figura 14), detalhando como os limites de inserção variam dentro de dias específicos em diferentes estações do ano. O detalhamento na estimativa do LIFRV alcançado nestes resultados demonstra a robustez do método proposto.

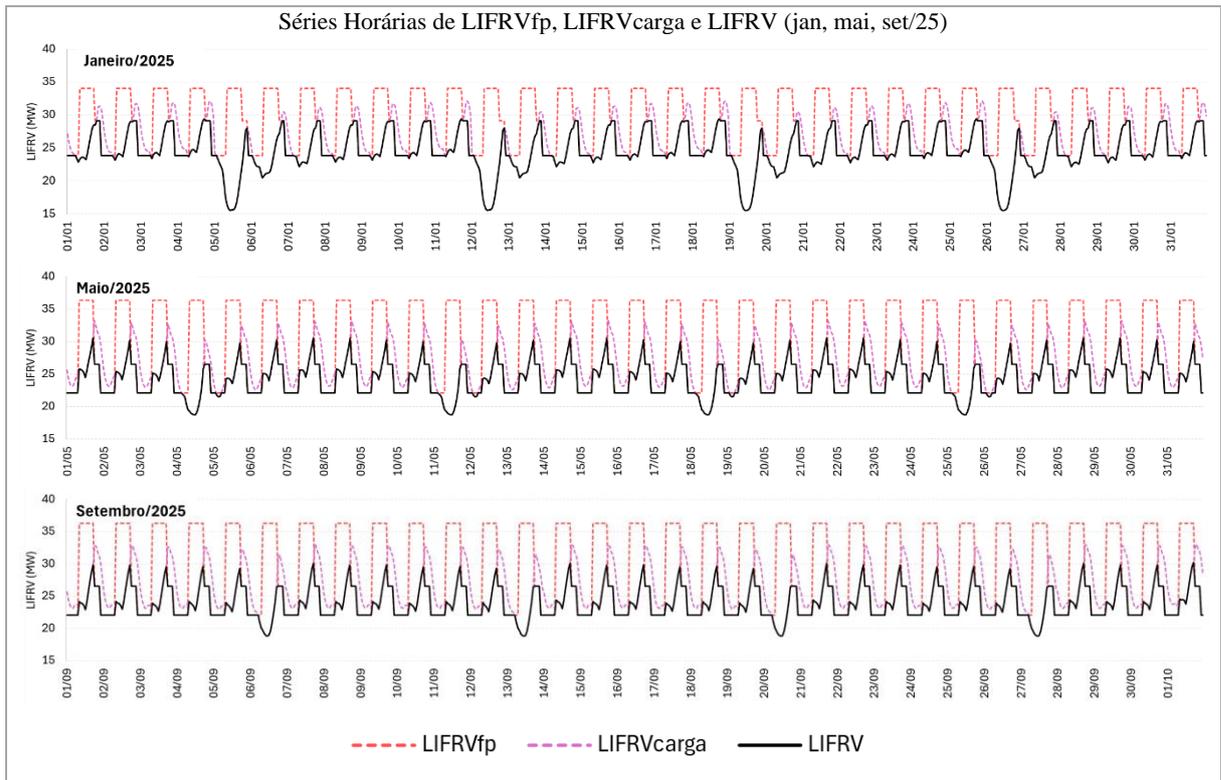
Figura 14 – LIFRVfp e LIFRVcarga: Perfis (a) horários e (b) mensais máximos, médios e mínimos de limites de inserção no SIN de FRV nas regiões NE e SE para o ano de 2025



Fonte: Elaborado pelo autor

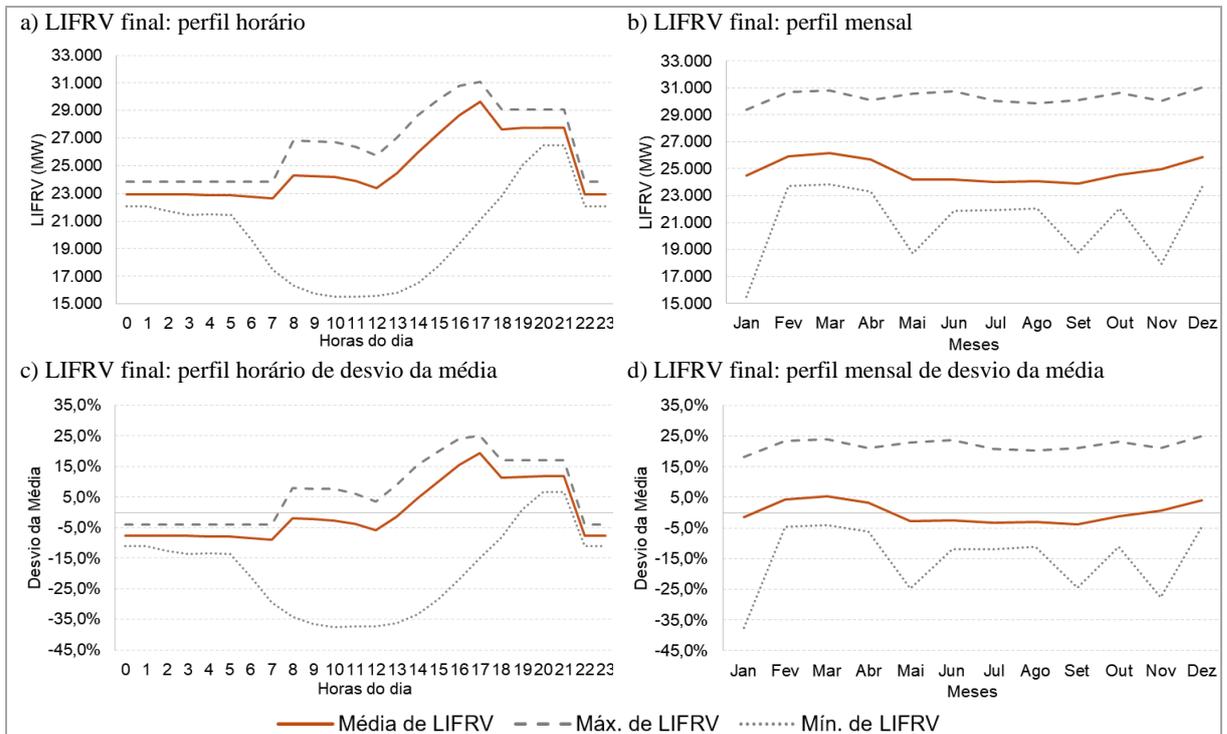
A Figura 16 ilustra os valores máximos, médios e mínimos dos limites de inserção de FRV para 2025, mostrando também os desvios da média, enquanto a Figura 17 mostra valores máximos, médios e mínimos, em GW, dos limites de inserção de FRV nas regiões NE e SE para 2025 por hora e por mês, em gráficos 3D. Estes resultados apontam que a média de capacidade do sistema de escoamento de renováveis é de 24,8 GW, chegando a um mínimo de 15,5 GW no dia 26 de janeiro (domingo), e máximo de 31 GW no dia 6 de dezembro (sábado). Estas figuras destacam a variabilidade dos limites de inserção ao longo do ano, da ordem de +25%/–35%, o que afeta a eficácia com que o sistema elétrico gerencia a geração renovável e aponta para a necessidade da abordagem com o detalhe temporal conforme método aqui proposto.

Figura 15 – LIFRVfp, LIFRVcarga e LIFRV nas regiões NE e SE: Séries horárias dos meses de janeiro, maio e setembro de 2025 dos limites de inserção de FRV



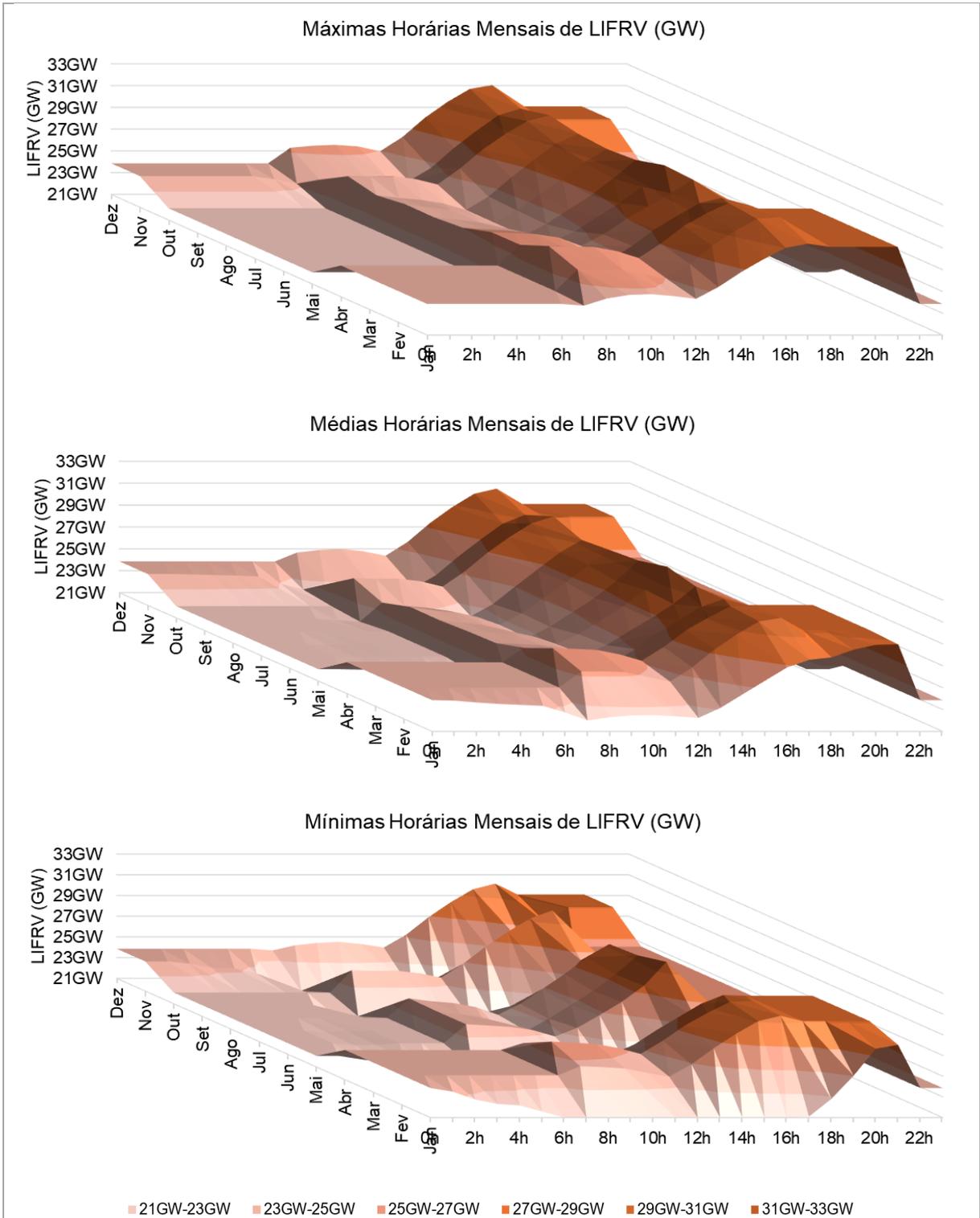
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 16 – Limiares de inserção de fontes renováveis variáveis (LIFRV) nas regiões NE e SE: Valores máximos, médios e mínimos (a) horários e (b) mensais, em MW, e desvios da média máximos, médios e mínimos (c) horários e (d) mensais dos limites de inserção de FRV para o ano de 2025



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 17 – Limiares de inserção de fontes renováveis variáveis (LIFRV): valores máximos, médios e mínimos horários mensais, em GW, dos limites de inserção no SIN de FRV nas regiões NE e SE para o ano de 2025



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 Estimativa de Geração por FRV

4.2.1 Método de Monte Carlo Multivariado (MMCM)

Para cada grupo g são definidas médias ($\mu_{g,anual}$) e incertezas padrões ($\sigma_{g,anual}$) para as simulações do MMCM, bem como a matriz de correlação (ρ) e a quantidade de simulações ($qtdMMCM$).

Os grupos para a aplicação do MMCM foram 2:

1. EOL: grupo de eólicas da área de estudo, composto por 791 usinas, com potências instaladas de 31.390 MW e 37.030 MW nos cenários FRV1 e FRV2, respectivamente;
2. UFV: grupo de fotovoltaicas da área de estudo, composto por 292 usinas, com potências instaladas de 16.267 MW e 40.480 MW nos cenários FRV1 e FRV2, respectivamente;

Seguem abaixo os parâmetros para simulação de MMCM:

i. $qtdMMCM = 2000$

ii. Médias:

$$\mu_{EOL,anual} = 42,32\% \text{ (Tabela XI)} \quad (23)$$

$$\mu_{UFV,anual} = 24,62\% \text{ (Tabela XI)} \quad (24)$$

iii. Desvio padrão:

De acordo com a equação (21):

$$\sigma_{EOL}(\%) = \sqrt{2^2 + 4,12^2} = 4,58 \quad (25)$$

e

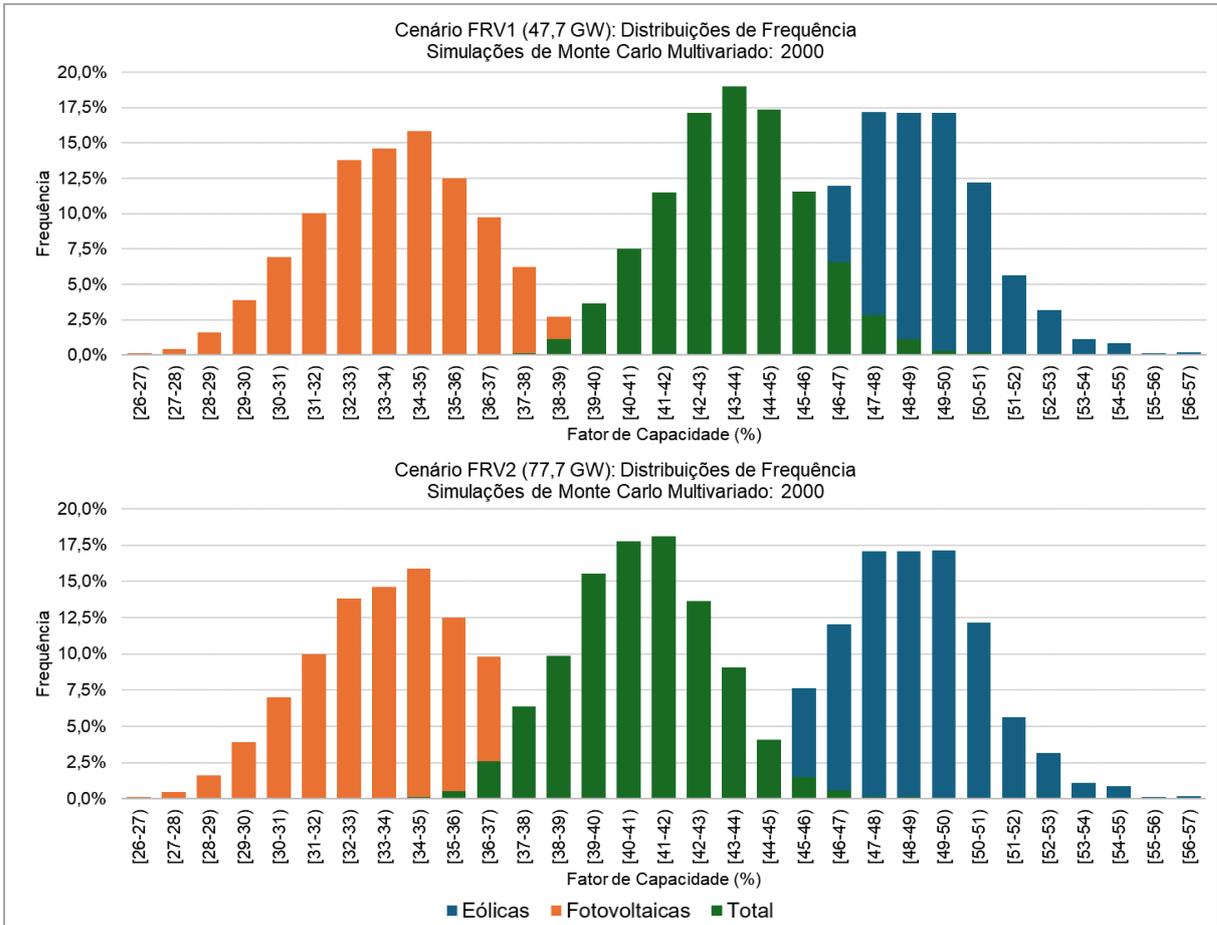
$$\sigma_{UFV}(\%) = \sqrt{2^2 + 6,91^2} = 7,19 \quad (26)$$

iv. Matriz de correlação, para decomposição de Cholesky:

$$\rho = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{UFV,EOL} \\ \rho_{EOL,UFV} & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0,605 \\ 0,605 & 1 \end{bmatrix} \quad (27)$$

A Figura 18 apresenta as distribuições de frequência do fator de capacidade anual para eólicas, fotovoltaicas e total de usinas, comparando os cenários FRV1 e FRV2. As distribuições ajudam a identificar a variabilidade e a confiabilidade da geração das usinas, além de mostrar as diferenças entre os cenários de capacidade instalada. No cenário FRV2, devido à maior inserção de fotovoltaicas, a distribuição de geração se desloca para a direita.

Figura 18 – Distribuições de frequência de fator de capacidade anual dos resultados das 2000 simulações de Monte Carlo Multivariado para os conjuntos das eólicas e fotovoltaicas e do total de usinas na área de estudo, dos cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, acima) e FRV2 (77,7 GW, abaixo)



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.2 Geração por FRV P50

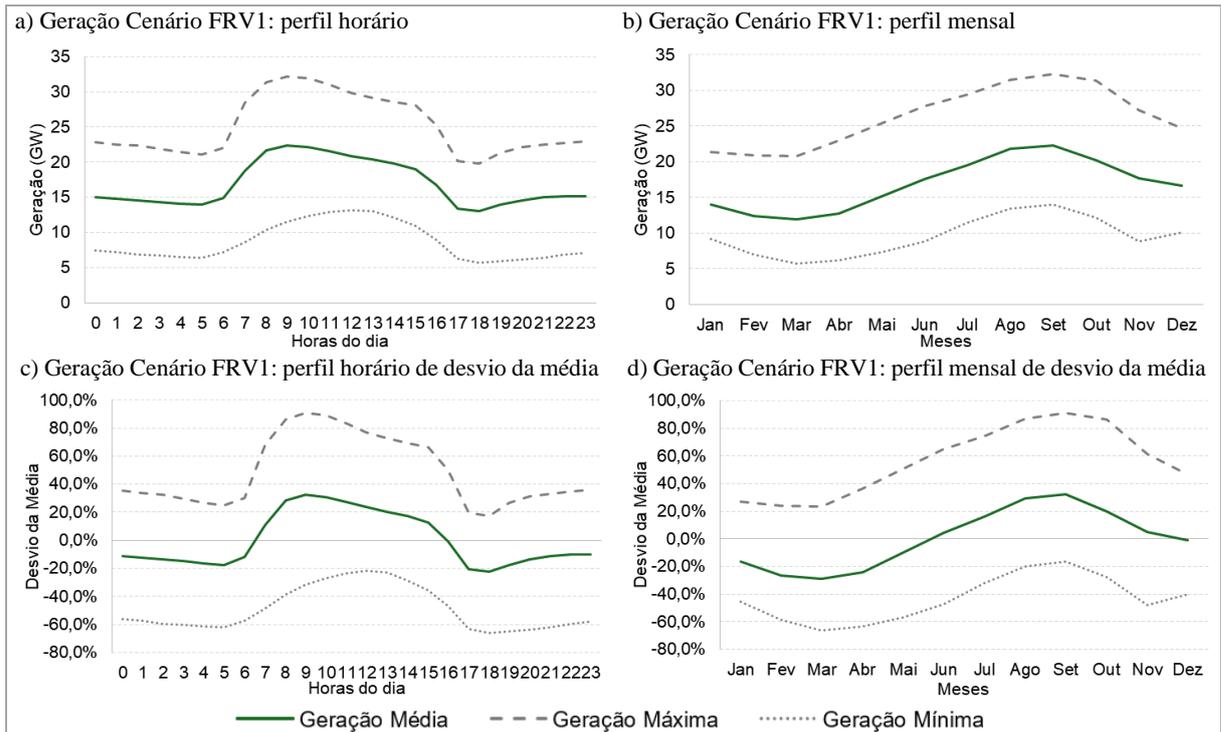
Nos gráficos de médias mensais, b) e d), observa-se a mesma ordem de grandeza de variação do recurso, destacando-se como período de maior geração os meses de agosto a outubro, por serem meses menos chuvosos, contribuindo para maior geração tanto eólica quanto fotovoltaica.

Figura 19 e a Figura 20 mostram a geração P50 dos conjuntos de geração eólica e fotovoltaica para os cenários FRV1 e FRV2, respectivamente. Os gráficos a) e c) indicam a variabilidade da geração por FRVs ao longo das horas do dia, que chega a quase 100% de variação da média no cenário FRV1 e 120% no cenário FRV2.

Esta variação se acentua no período da manhã, principalmente em torno das 9h, devido ao fato de que o regime dos ventos na região Nordeste Brasileira, principalmente no interior, apresenta um perfil de geração maior à noite e no início da manhã, e as usinas fotovoltaicas em operação e futuras utilizarem a tecnologia de seguidor de um eixo, propiciando elevada geração já a partir das 8h da manhã.

Nos gráficos de médias mensais, b) e d), observa-se a mesma ordem de grandeza de variação do recurso, destacando-se como período de maior geração os meses de agosto a outubro, por serem meses menos chuvosos, contribuindo para maior geração tanto eólica quanto fotovoltaica.

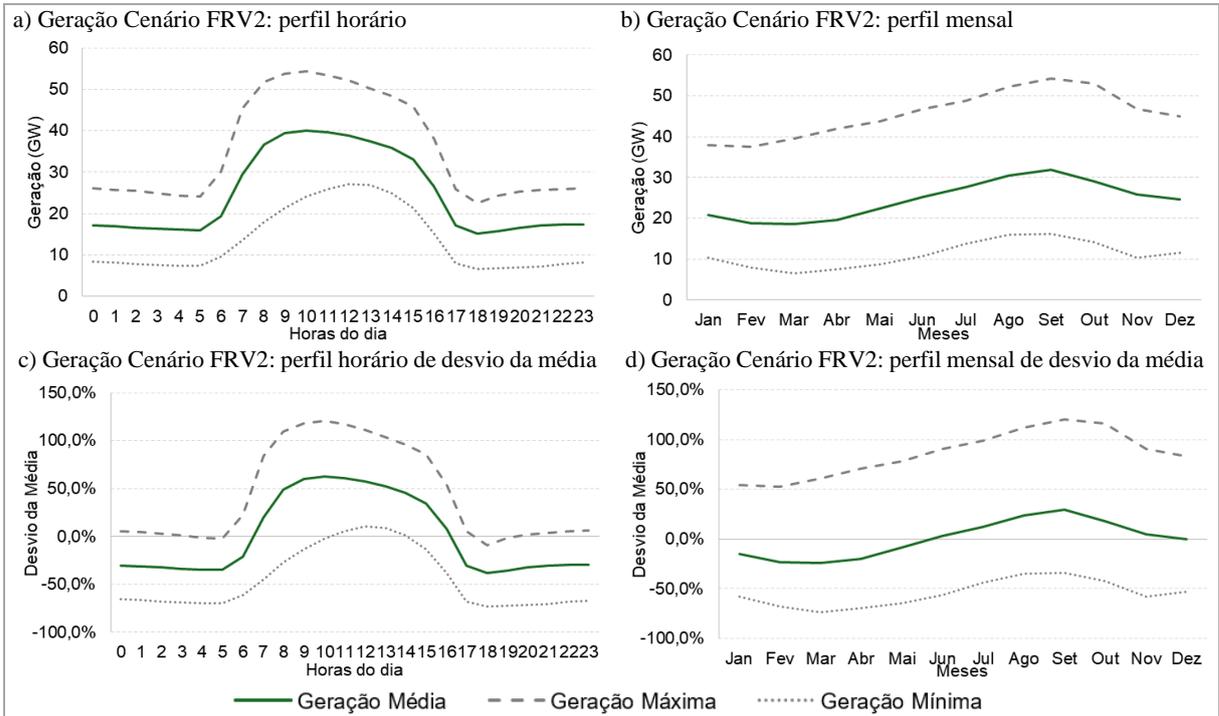
Figura 19 – Cenário de geração FRV1 (47,7 GW) nas regiões NE e SE: Valores máximos, médios e mínimos (a) horários e (b) mensais, em MW, e desvios da média máximos, médios e mínimos (c) horários e (d) mensais de geração por fontes renováveis variáveis para o ano de 2025



Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela XV apresenta a geração esperada (P50) de fontes eólica e fotovoltaica para dois cenários de expansão de renováveis (FRV1 e FRV2). O P50 refere-se ao valor médio de geração, indicando que há 50% de probabilidade de que a geração real seja maior ou menor que o valor indicado, dependendo das condições meteorológicas e outros fatores operacionais. A tabela apresenta os valores em GWh e percentuais de geração para cada fonte e cenário para o ano 2025.

Figura 20 – Cenário de geração FRV2 (47,7 GW) nas regiões NE e SE: Valores máximos, médios e mínimos (a) horários e (b) mensais, em MW, e desvios da média máximos, médios e mínimos (c) horários e (d) mensais de geração por fontes renováveis variáveis para o ano de 2025

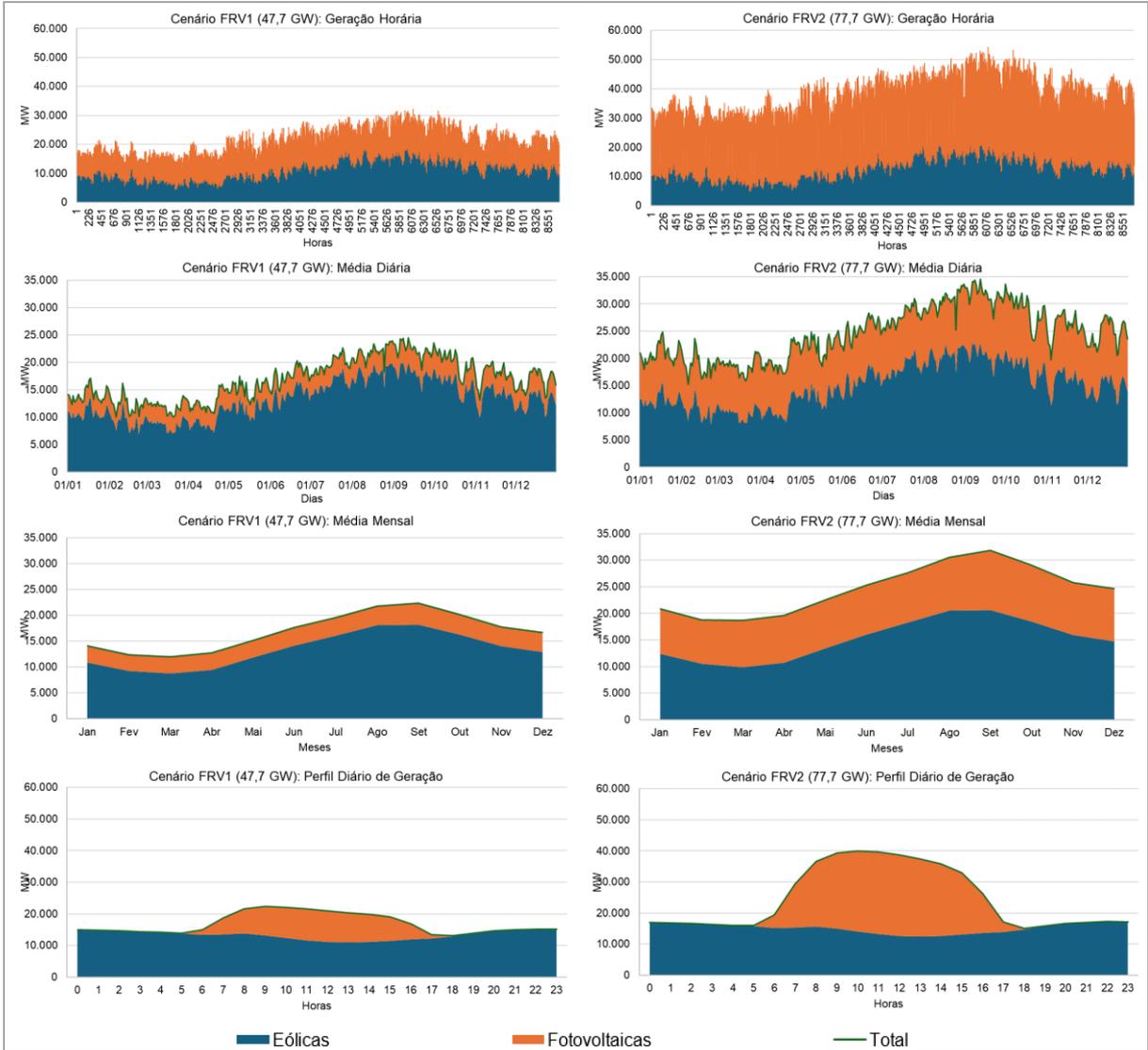


Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela XV – Geração P50 para as Fontes Renováveis Variáveis na Área de Estudo, Ano 2025, para os dois cenários de expansão de renováveis

Geração P50 para as Fontes Renováveis Variáveis na Área de Estudo, Ano 2025			
Cenário	Fonte	GWh	Parcela (%)
FRV1 (47,7 GW)	Eólicas	116.680	78,9
	Fotovoltaicas	31.196	21,1
	Total	147.875	100,0
FRV2 (77,7 GW)	Eólicas	132.709	61,5
	Fotovoltaicas	83.104	38,5
	Total	215.813	100,0

Figura 21 – Geração P50 horária, médias diárias, mensais e horárias dos conjuntos de geração eólica e fotovoltaica para os cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, lado esquerdo) e FRV2 (77,7 GW, lado direito)



Fonte: Elaborado pelo autor

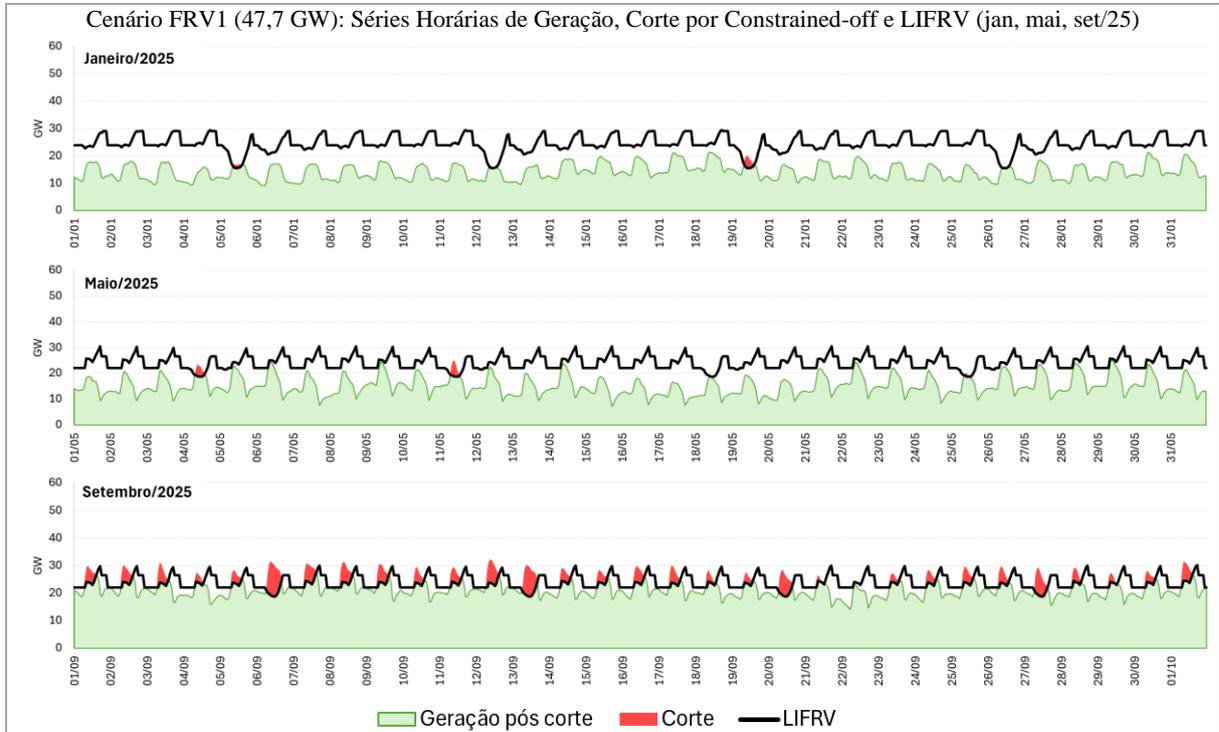
4.3 Constrained-off Projetado

A Figura 22 e a Figura 23 apresentam a geração P50 horária eólica e fotovoltaica somadas (verde), e o limiar de inserção de renováveis (linha preta) e corte (vermelho) para os cenários de expansão de renováveis FRV1 e FRV2, respectivamente, para os meses de janeiro, maio e setembro de 2025. Nestas figuras é possível observar a variação hora a hora da geração renovável e da capacidade do sistema para suportar esta geração para os meses de janeiro, maio e setembro, sendo este último o de maior geração em ambos os cenários.

Enquanto no cenário FRV1 os cortes ocorrem apenas nos fins de semana no mês de setembro, no cenário FRV2, com o acréscimo de 30 GW de potência instalada, especialmente

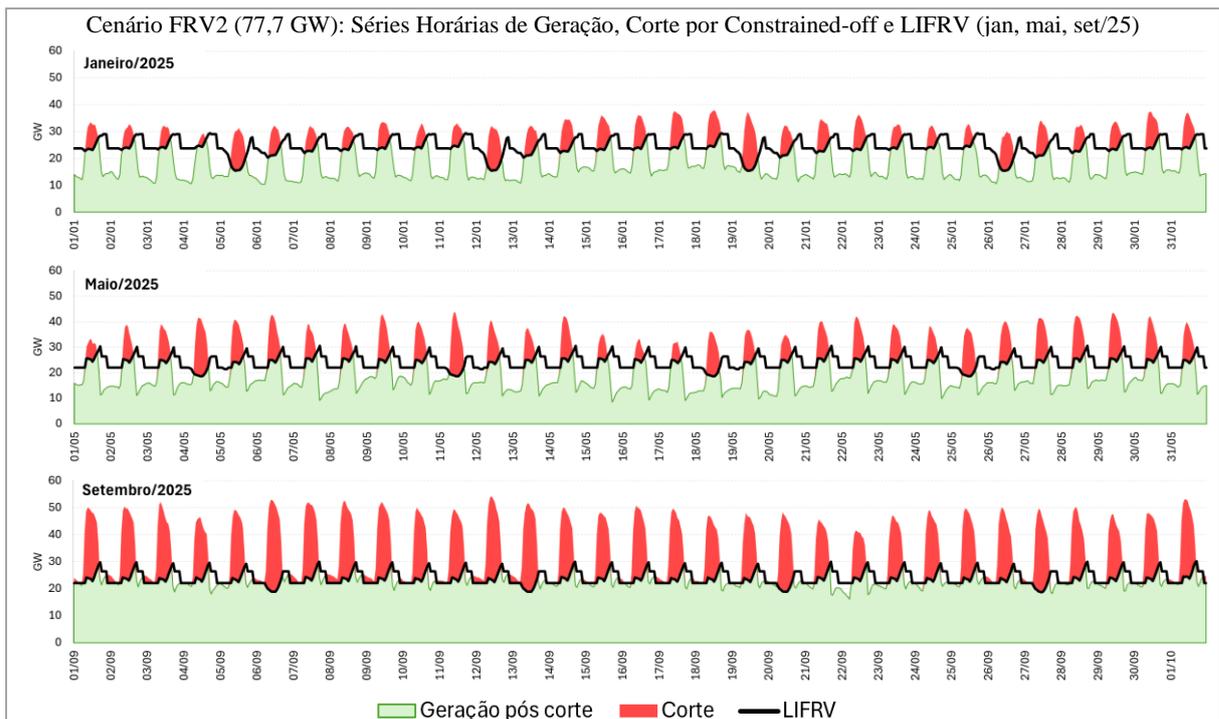
fotovoltaica, ocorrem cortes de geração praticamente em todo ano, principalmente no início do dia, com o pico de corte mensal em setembro

Figura 22 – Cenário de Geração FRV1 (47,7 GW) nas regiões NE e SE: Geração, corte por constrained-off hora a hora dos meses de janeiro, maio e setembro de 2025



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 23 – Cenário de Geração FRV2 (77,7 GW) nas regiões NE e SE: Geração, corte por constrained-off hora a hora dos meses de janeiro, maio e setembro de 2025



Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela XVI e a Tabela XVII apresentam os cortes por constrained-off totais e discriminados, por razão e por método de cálculo do LIFRV, para os cenários de expansão da geração FRV1 e FRV2, respectivamente.

Tabela XVI – Cenário de Geração FRV1 (47,7 GW): Constrained-off projeto para as usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões NE e SE do Brasil para 2025

Cenário FRV1 (47,7 GW): Constrained-off 2025			
Geração sem corte (GWh)	Geração pós corte (GWh)	Corte (GWh)	Corte (%)
147.875	145.248	2.628	1,78
Detalhamento por Razão da Restrição			
Razão	Parcela (%)	Corte (GWh)	Corte (%)
Confiabilidade Elétrica	0,00	0	0,00
Energética	100,00	2.628	1,78
Detalhamento por Método de Cálculo de LIFRV			
Método	Parcela (%)	Corte (GWh)	Corte (%)
$LIFRV_{fp}$	9,80	258	0,17
$LIFRV_{carga}$	90,20	2.370	1,60

Tabela XVII – Cenário de Geração FRV2 (77,7 GW): Constrained-off projeto para as usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões NE e SE do Brasil para 2025

Cenário FRV2 (77,7 GW): Constrained-off 2025			
Geração sem corte (GWh)	Geração pós corte (GWh)	Corte (GWh)	Corte (%)
215.813	173.897	41.916	19,42
Detalhamento por Razão da Restrição			
Razão	Parcela (%)	Corte (GWh)	Corte (%)
Confiabilidade Elétrica	0,51	215	0,10
Energética	99,49	41.701	19,32
Detalhamento por Método de Cálculo de LIFRV			
Método	Parcela (%)	Corte (GWh)	Corte (%)
$LIFRV_{fp}$	7,31	3.066	1,42
$LIFRV_{carga}$	92,69	38.850	18,00

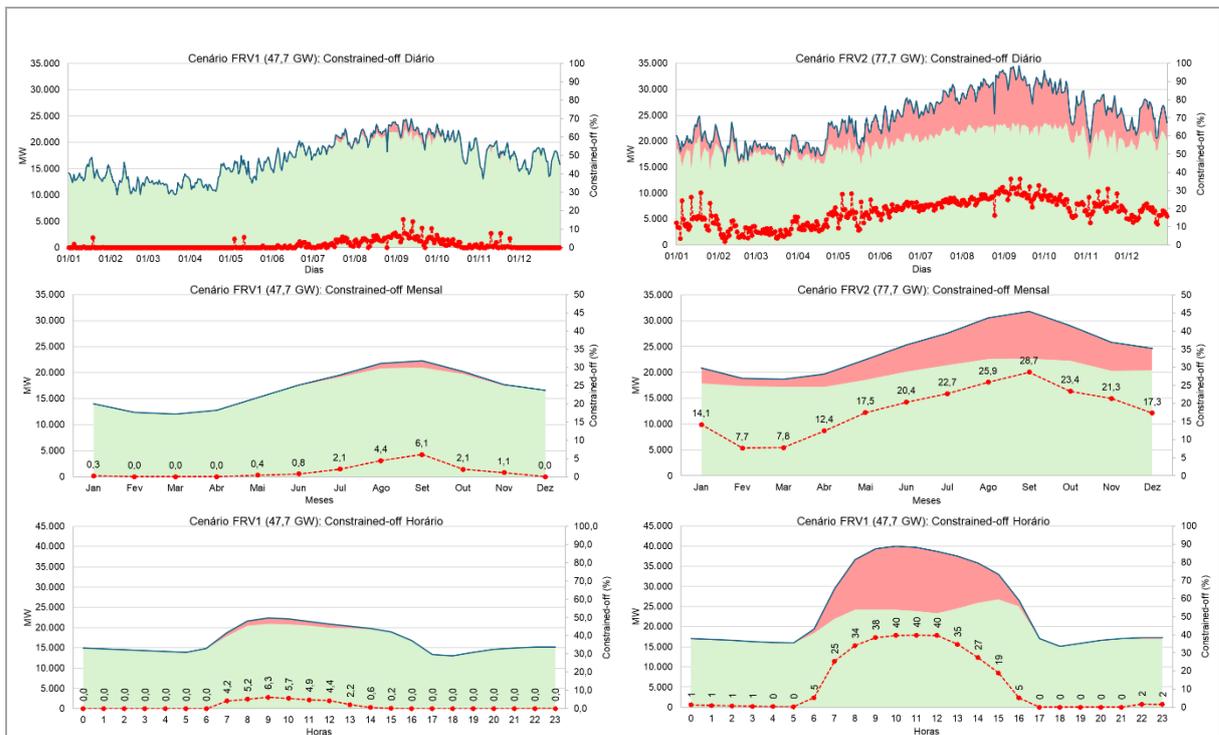
No cenário FRV1, de 47,7 GW de potência instalada de renováveis foi observado um corte de apenas 1,78%, devido à razão energética. Este corte, mesmo baixo, equivale a 2.628 GWh no ano que, no preço médio do último leilão de energia, Leilão A-4/2022 (ANEEL, 2022c), de R\$ 179,33/MWh, equivale a R\$ 471.279.240,00.

Para o cenário FRV2, de 77,7 GW de potência instalada de renováveis, o corte estimado é de 19,42% em P50, devido principalmente a razão energética. Diferente do primeiro cenário, valor é muito mais crítico e não é um cenário distante, pois este montante de potência instalada é esperado para os próximos 4 anos. Ao preço do leilão A-4/2022, esta geração equivale ao montante de R\$ 7.516.796.280,00.

A Figura 24 analisa o impacto do constrained-off sobre a eficiência da geração de fontes renováveis nos cenários FRV1 e FRV2, em médias diárias, mensais e horárias. Os gráficos fornecem uma visão quantitativa de como o constrained-off afeta a quantidade de energia que efetivamente contribui para a rede, comparando a geração teórica total com a geração após os cortes, e mostram a robustez e detalhamento dos resultados da metodologia proposta.

Como esperado, o cenário FRV2 é o mais crítico, chegando a um corte de 28,7% no mês de setembro e uma média de corte de 40% da geração entre 10 e 12h de todo o ano. Mesmo no cenário FRV1, com menos 30 GW de potência instalada, projeta-se um corte médio de 6,1% em setembro (pior mês) e cerca de 6% de corte médio entre 8 e 10h da manhã.

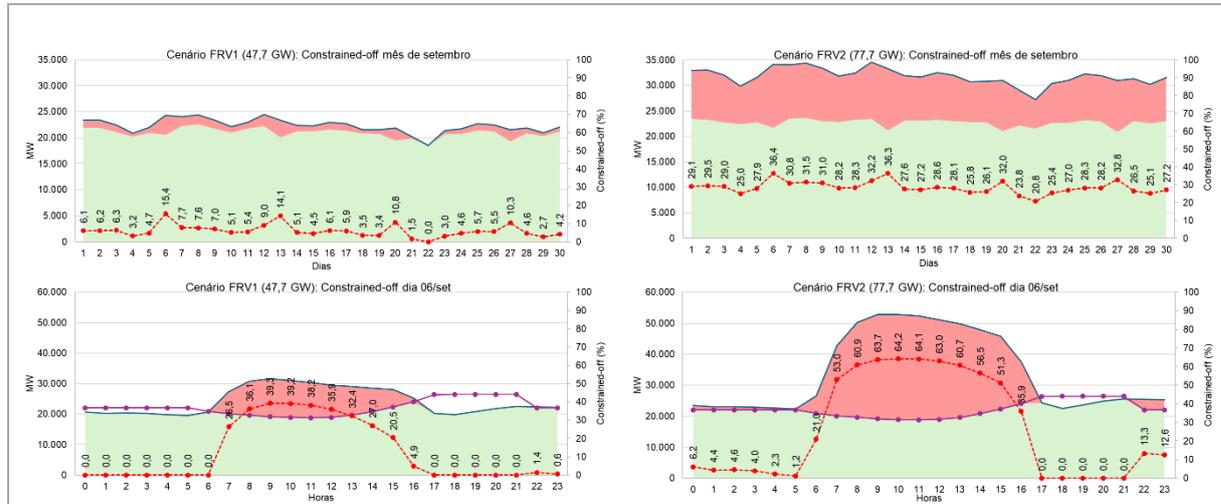
Figura 24 – Geração P50 – Constrained-off diário, mensal, e horário médios dos conjuntos de geração eólica e fotovoltaica para os cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, lado esquerdo) e FRV2 (77,7 GW, lado direito)



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 25 apresenta o detalhamento do corte nos dias de setembro e nas horas do dia 6 de setembro, o mês e o dia de maior restrição. Neste mês, os cortes de geração são em média 6,1% e 28,7% para os cenários FRV1 e FRV2, respectivamente. No dia 6 de setembro, o corte chega a 15,4% e 36,4% para os cenários FRV1 e FRV2.

Figura 25 – Geração P50 – Constrained-off do mês de setembro e do dia 06/setembro de 2025, dos conjuntos de geração eólica e fotovoltaica para os cenários de expansão de renováveis FRV1 (47,7 GW, lado esquerdo) e FRV2 (77,7 GW, lado direito)



Fonte: Elaborado pelo autor

4.4 Incerteza da estimativa de constrained-off

A incerteza associada à metodologia proposta é dada por:

$$\sigma_{coff} = \sqrt{k_{LIFRV_{fp}} \sigma_{LIFRV_{fp}}^2 + k_{LIFRV_{carga}} \sigma_{LIFRV_{carga}}^2 + k_{EOL} \sigma_{EOL}^2 + k_{UFV} \sigma_{UFV}^2} \quad (28)$$

Onde:

σ_{coff} = incerteza padrão da estimativa de constrained-off

$\sigma_{LIFRV_{fp}}$ = incerteza da estimativa de $LIFRV_{fp}$;

$\sigma_{LIFRV_{carga}}$ = incerteza da estimativa de $LIFRV_{carga}$;

σ_{EOL} = incerteza da estimativa geração eólica;

σ_{UFV} = incerteza da estimativa geração fotovoltaica;

$\sigma_{LIFRV_{fp}}$ = parcela de corte devido ao $LIFRV_{fp}$;

$\sigma_{LIFRV_{carga}}$ = parcela de corte devido ao $LIFRV_{carga}$;

k_{EOL} = parcela de geração eólica de geração total da área de estudo;

k_{UFV} = parcela de geração fotovoltaica de geração total da área de estudo.

Segue abaixo o memorial de cálculo da incerteza associada à variação do $LIFRV_{fp}$ ($\sigma_{fp,var}$), de acordo com equação (16).

Tabela XVIII – Memorial de cálculo da incerteza associada à variação dos valores de $LIFRV_{fp}$ ($\sigma_{fp,var}$)

Caso	Título do Caso	Horário	$LIFRV_{fp}$ (MW)	Peso
1	ONS * PARPEL 2024–2028 * VERÃO 2025/2026 PESADA *	18h às 21h59	29.095	8,3%
2	ONS * PARPEL 2024–2028 * VERÃO 2025/2026 MÉDIA *	8h às 16h59	34.026	20,7%
3	ONS * PARPEL 2024–2028 * VERÃO 2025/2026 LEVE *	22h às 7h59	23.855	20,7%
4	ONS * PARPEL 2023–2027 * INVERNO 2025 PESADA *	18h às 21h59	26.497	8,4%
5	ONS * PARPEL 2024–2028 * INVERNO 2025 MÉDIA *	8h às 16h59	36.289	21,0%
6	ONS * PARPEL 2024–2028 * INVERNO 2025 LEVE *	22h às 7h59	22.069	21,0%
Média ponderada (MW)			28.848	
Desvio padrão ponderado (MW)			2.547	
Desvio Padrão Ponderado da Variabilidade de $LIFRV_{fp}$, $\sigma_{fp,var}$ (%)			8,83	

Portanto, de acordo com a equação (15):

$$\sigma_{LIFRV_{fp}}(\%) = \sqrt{1^2 + 8,83^2} = 8,83 \quad (29)$$

De acordo com a equação (17):

$$\sigma_{LIFRV_{carga}}(\%) = \sqrt{2^2 + 4,91^2 + 2,79^2 + 9,36^2} = 11,11 \quad (30)$$

De acordo com a equação (21):

$$\sigma_{EOL}(\%) = \sqrt{2^2 + 4,12^2} = 4,58 \quad (31)$$

e

$$\sigma_{UFV}(\%) = \sqrt{2^2 + 6,91^2} = 7,19 \quad (32)$$

A Tabela XIX apresenta os valores de incerteza associadas à projeção de constrained-off das usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões NE e SE do Brasil para 2025, calculadas com a equação (28) a partir dos valores de k extraídos da Tabela XV, da Tabela XVI e da Tabela XVII e das incertezas (29), (30), (31) e (32).

Tabela XIX – Incerteza padrão do constrained-off projeto para as usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões NE e SE do Brasil para 2025

Incerteza Padrão do Constrained-off Projetado para 2025				
Componentes	Cenário FRV1		Cenário FRV2	
	k	σ (%)	k	σ (%)
Método $LIFRV_{fp}$	0,10	8,89	0,07	8,89
Método $LIFRV_{carga}$	0,90	11,11	0,93	11,11
Geração Eólica	0,79	4,58	0,61	4,58
Geração Fotovoltaica	0,21	7,19	0,39	7,19
σ (%)	12,11		12,37	

Dada a complexidade do tema e a ampla gama de variáveis que influenciam a projeção de restrições relacionadas ao constrained-off, a metodologia proposta neste estudo integra uma análise detalhada das incertezas padrão anuais.

Os resultados encontrados apresentam valores semelhantes às incertezas observadas em estudos de certificação de produção de energia para projetos de longo prazo, que variam entre 5% e 20%. Isso demonstra que as incertezas do método proposto estão alinhadas com o que se aceita em estimativas de produção de energia para projetos de geração por fontes renováveis para tomada de decisão de investimento e financiamento.

4.5 Relevância e implicações dos resultados alcançados

Este estudo de caso realiza uma investigação sobre a inserção e o impacto das Fontes Renováveis Variáveis (FRV) no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil. Com foco nos desafios de capacidade de transmissão e eventos de constrained-off, os resultados demonstram a complexa inter-relação entre a capacidade instalada de FRV, a infraestrutura de transmissão, a gestão da demanda e a eficiência operacional do sistema.

Utilizando uma metodologia que combina abordagens determinísticas e estocásticas, o estudo não apenas quantifica os eventos de constrained-off, mas também avalia a variabilidade da geração e os impactos resultantes na capacidade de transmissão. A razão energética emergiu como o principal fator limitante para o escoamento de energias renováveis, influenciada significativamente pela dinâmica entre o aumento da carga do sistema e a inserção de renováveis no cenário elétrico brasileiro. Este cenário é exacerbado pela introdução massiva da Geração Distribuída Fotovoltaica, que alcançou 26 GW de potência instalada e alterou profundamente o perfil de carga do sistema.

Os achados deste estudo apontam uma estimativa elevada de perda energética para as usinas eólicas e fotovoltaicas conectadas ao sistema de transmissão brasileiro no médio prazo. A aplicação desta metodologia e os resultados alcançados têm o potencial de auxiliar agentes dos setores público e privado na tomada de decisão para investimentos e ações para mitigação destas perdas, motivando a busca por soluções.

Esforços concentrados para incrementar o consumo, investimentos para maior integração entre regiões, desenvolvimento de ferramentas para autorregulação do mercado e tecnologias que auxiliem no ajuste dinâmico entre geração e demanda, como BESS, são alternativas de investimento e políticas públicas em contrapartida às perdas por restrições de constrained-off esperadas para as usinas renováveis eólicas e fotovoltaicas em operação e futuras nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil.

Este estudo de caso apresenta a aplicação de uma abordagem híbrida determinística e probabilística na quantificação de constrained-off de renováveis no Brasil nas áreas de maior inserção destas fontes, modelando as complexidades operacionais do SIN diante do aumento de inserção de fontes renováveis.

Futuras pesquisas poderão validar os resultados alcançados, aprimorar as incertezas associadas ao método proposto e expandir as descobertas alcançadas, explorando métodos para mitigar os riscos identificados e melhorar a estabilidade geral do sistema elétrico nacional.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma metodologia para quantificação de constrained-off futuro para usinas por fontes renováveis variáveis (FRV), particularmente eólica e fotovoltaicas, conectadas a sistemas de transmissão em cenários de inserção destas fontes em larga escala, e a aplicação desta metodologia para as usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, com ênfase nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil, focando em cenários de expansão de renováveis para o ano de 2025.

Utilizando uma abordagem híbrida que integra análises determinísticas e estocásticas, a pesquisa apresenta uma metodologia que une a representação do sistema elétrico de potência, as características estatísticas da variabilidade da carga, a variabilidade e correlação entre as fontes de geração e a implementação dos procedimentos adotadas durante a operação do sistema elétrico em eventos de restrições por constrained-off.

As estimativas de constrained-off são alcançadas ao se combinar os limiares de inserção de renováveis do sistema elétrico futuros, em função de restrições por razões elétricas ou energéticas, e os cenários futuros de geração por fontes renováveis. Nesta metodologia, os limiares de inserção de renováveis por razões elétrica são alcançados a partir de uma representação completa do sistema elétrico de potência em simulações de fluxo de potência em regime permanente pelo método de Newton–Raphson, enquanto os limiares por razão energética são função da variação da carga por hora, dia da semana e mês, e da relação entre carga e limiar energético obtida também em simulações de fluxo de potência em regime permanente.

Para representação da variação e correlações entre as fontes renováveis eólicas e solares fotovoltaicas, a metodologia propõe o uso de séries históricas de geração ajustadas à capacidade instalada futura para caracterização da variabilidade da geração ao longo de todas as horas do período futuro de interesse. O Método de Monte Carlo Multivariado é utilizado para criação de cenários sintéticos de geração de energia futuro, guardando a correlação entre as fontes.

A metodologia proposta diferencia-se das abordagens tradicionais, as quais avaliam o risco de constrained-off apenas de maneira qualitativa e condicionada a ocorrência restrita de poucos cenários de carga e geração estáticos em condições específicas, apresentado uma quantificação do montante de constrained-off futuro em séries temporais e em energia, insumo para compreensão do efeito do constrained-off no retorno financeiro do empreendimento e do custo do constrained-off para o sistema elétricos de potência.

No âmbito do estudo de caso abordado neste trabalho, a quantificação do constrained-off foi realizada considerando a confiabilidade elétrica e energética de todo o conjunto de usinas eólicas e fotovoltaicas nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil. Analisando a interação entre as quantificações do limiar de inserção de energias renováveis e o comportamento dessas fontes, foi possível determinar a frequência, intensidade e os volumes de constrained-off em uma escala horária–anual. Este estudo abordou dois cenários distintos de inserção de renováveis, especificamente 47,7 GW e 77,7 GW.

No cenário de 47,7 GW, observa-se que o corte médio anual esperado é de 1,8%, com os meses de julho a outubro apresentando os maiores índices de corte, atingindo um pico em setembro de 6,1%. Notadamente, os domingos emergem como os dias mais críticos, refletindo a menor demanda de carga nessas ocasiões. Por outro lado, no cenário de 77,7 GW, onde 24,2 GW do aumento é atribuído à energia solar, a situação se agrava significativamente, com um corte de geração previsto de 19,3%. Nesse cenário, o mês com o menor índice de corte, fevereiro, com 7,7%, apresenta um índice superior ao mês de maior corte no cenário anterior. O mês de setembro destaca-se novamente como o de maior corte, com 28,7% da geração renovável sendo cortada, e em certos horários do dia, esse percentual chega a 40%.

Estes resultados evidenciam que o aumento da capacidade instalada de Fontes Renováveis Variáveis (FRV) não necessariamente se traduz em uma contribuição efetiva maior para a rede elétrica. Na verdade, o incremento da capacidade instalada, sem um aumento correspondente na demanda, ajustes no perfil de consumo ou na geração, especialmente quando combinado com a implementação de tecnologias de armazenamento, como bancos de baterias, e melhorias na infraestrutura de transmissão, pode levar a um aumento considerável nos eventos de constrained-off.

Tais resultados indicam um risco significativo de perda financeira para o setor, associado a esses cortes, e sublinham a necessidade de flexibilidade no sistema elétrico para acomodar a variabilidade das fontes renováveis. Estratégias para gerenciar essas dinâmicas incluem o aprimoramento das previsões meteorológicas, investimentos em tecnologias de armazenamento de energia e o desenvolvimento de mercados de energia de curto prazo, como os *Energy Imbalance Markets*.

Os resultados alcançados podem fornecer subsídios os planejadores do sistema elétrico para fundamentar medidas estratégicas de expansão do sistema, formulação de políticas públicas para incremento da carga em determinadas regiões e horários de maior disponibilidade do recurso energético renovável, ajustes na infraestrutura de transmissão e incentivos a tecnologias que ajudem a adequar as diferenças entre demanda e oferta de energia.

Do ponto de vista dos agentes, investidores e desenvolvedores de projetos em fontes renováveis, a quantificação do efeito do constrained-off nos projetos de geração em operação e futuros permite ajustes nos modelos econômicos de investimento e nas taxas de retorno, fornecendo uma quantificação de risco que até então é desconhecida ou realizada com baixo rigor técnico-científico. Ao oferecer uma avaliação dos riscos associados a estas restrições operativas, a aplicação da metodologia proposta habilita os investidores a tomar decisões mais informadas, potencializando o desenvolvimento sustentável do setor elétrico.

Os resultados alcançados indicam a necessidade de políticas energéticas para apoiar o desenvolvimento e a integração das FRVs, incentivando a modernização da rede e a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento e gestão de energia. Essa transição para um maior uso de energia renovável é essencial não apenas para cumprir as metas de redução de emissões de carbono, mas também para promover a segurança energética e reduzir a dependência de fontes de energia não renováveis.

Em conclusão, esta dissertação faz uma contribuição para o conhecimento sobre energias renováveis, estabelecendo uma base para futuras pesquisas voltadas para quantificação e mitigação dos riscos associados a restrições de renováveis por constrained-off. Espera-se que as descobertas aqui discutidas estimulem debates e iniciativas concretas que direcionem o país para um futuro energético mais sustentável e resiliente.

5.1 Trabalhos futuros

Com o intuito de expandir o trabalho desenvolvido, são propostos os seguintes temas:

- Quantificação do impacto constrained-off na taxa de retorno de empreendimentos de geração renováveis por fonte eólica e solar;
- Quantificação do efeito da inserção de sistemas de armazenamento de energia por baterias no sistema de transmissão, para mitigação do montante de constrained-off;
- Sensibilidade da estimativa de constrained-off a variações nas projeções de carga e de geração distribuída no sistema elétrico;
- Validação dos resultados projetados, comparando-os com as ocorrências de restrições de renováveis por constrained-off;
- Efeito de um *Energy Imbalance Market (EIM)* na mitigação do constrained-off de renováveis no Brasil;

- Quantificação da sensibilidade da metodologia contra variação da hidrologia, especialmente para períodos de baixa hidrologia.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Constrained-off de Centrais Geradoras Fotovoltaicas - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2022-SRG/ANEEL.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022002srg.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2024a.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.073, de 12 de setembro de 2023. Ministério de Minas e Energia e Agência Nacional de Energia Elétrica.** , 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231073.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2024
- ANEEL. **Empreendimentos da Transmissão - Painel de Informações de Empreendimentos de Transmissão. Agência Nacional de Energia Elétrica.** Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/trans/trans>>. Acesso em: 1 fev. 2024a.
- ANEEL. **SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL - Conjunto de dados - Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica.** Organização. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: 1 mar. 2024b.
- ANEEL, (BRASIL). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022. Ministério de Minas e Energia e Agência Nacional de Energia Elétrica.** Brasília: MME/ANEEL, , 2022b. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.030-de-26-de-julho-de-2022-419638068>>. Acesso em: 14 abr. 2024
- ANEEL, (BRASIL). **Resultados dos leilões de expansão da geração - Planilha em Excel. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.** Brasília (DF): ANEEL, , 2022c. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/leiloes>>. Acesso em: 29 abr. 2024
- BIRD, L. et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 577–586, 1 nov. 2016.
- BIRD, L.; COCHRAN, J.; WANG, X. **Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States.** [s.l.] National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2014. Disponível em: <<https://research-hub.nrel.gov/en/publications/wind-and-solar-energy-curtailment-experience-and-practices-in-the>>. Acesso em: 30 mar. 2024.
- BRASIL. **Lei Nº 14.120, de 1 de março de 2021.** Diário Oficial da União, , Brasília, DF 2021. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm>. Acesso em: 15 abr. 2024
- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. Factors Influencing Wind Energy Curtailment. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 2, p. 185–193, abr. 2011.
- CALIFORNIA ISO. **What the Duck Curve Tells us about Managing a Green Grid.** Folsom, CA: Califórnia ISO (Caiso), 2013. Disponível em: <https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf>. Acesso em: 6 abr. 2024.

CARALIS, G. et al. A probabilistic approach to analyze wind energy curtailment in non-interconnected Greek islands based on typical wind year meteorological data. **Fluids**, v. 5, n. 3, 2020.

CEPEL. **Programa de Análise de Redes - ANAREDE versão 11.7.2**. Rio de Janeiro:CEPEL, , 2023.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. **Energy Policy**, v. 35, n. 5, p. 2852–2861, 2007.

ELA, E.; MILLIGAN, M.; KIRBY, B. **Operating Reserves and Variable Generation**. Golden, CO (United States): National Renewable Energy Lab. (NREL), 2011. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51978.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

ELADL, A. A. et al. A comprehensive review on wind power spillage: Reasons, minimization techniques, real applications, challenges, and future trends. **Electric Power Systems Research**, v. 226, p. 109915, 1 jan. 2024.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_rev2022.pdf>. Acesso em: 1 maio. 2024a.

EPE. **Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP). Ciclo 2023 - 2º Semestre. Empresa de Pesquisa Energética**. Governamental. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao/pet-pelp>>. Acesso em: 1 fev. 2024.

EPE. **Resultados Leilões de Energia Leilões de Transmissão. Empresa de Pesquisa Energética**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao>>. Acesso em: 1 fev. 2024.

EPE, (BRASIL). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 - PDE 2031. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**. Brasília: MME/EPE, , 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2024

GIZ; MME; ANEEL. **Sistemas de Energia do Futuro: Soluções regulatórias para redução ou limitação da geração na operação de tempo real**. Disponível em: <https://cooperacaobrasil-alemanha.com/SEF/RegE-Giz-Aneel_Relatorio_Consolidado.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2024.

GU, Y.; XIE, L. Fast Sensitivity Analysis Approach to Assessing Congestion Induced Wind Curtailment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 101–110, jan. 2014.

HURTADO, M. et al. **Analysis of Wind Energy Curtailment in the Ireland and Northern Ireland Power Systems**. 2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). **Anais...** Em: 2023 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM). jul. 2023. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/10253224>>. Acesso em: 30 mar. 2024

IEA. **Renewable Energy Market Update - June 2023**. International Energy Agency. Paris, FR: IEA, 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023>>. Acesso em: 9 abr. 2024.

MATHWORKS. **MATLAB Versão R2022a**. [Massachusetts, EUA]MathWorks, , 2022. Disponível em: <<http://www.mathworks.com>>

MC GARRIGLE, E. V.; DEANE, J. P.; LEAHY, P. G. How much wind energy will be curtailed on the 2020 Irish power system? **Renewable Energy**, v. 55, p. 544–553, 1 jul. 2013.

MEMMEL, E. et al. Predicting Renewable Curtailment in Distribution Grids Using Neural Networks. **IEEE Access**, v. 11, p. 20319–20336, 2023.

MILLIGAN, M. et al. Alternatives No More: Wind and Solar Power Are Mainstays of a Clean, Reliable, Affordable Grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 13, n. 6, p. 78–87, nov. 2015.

NOVAN, K.; WANG, Y. Estimates of the marginal curtailment rates for solar and wind generation. **Journal of Environmental Economics and Management**, v. 124, p. 102930, 1 mar. 2024.

NYCANDER, E. et al. Curtailment analysis for the Nordic power system considering transmission capacity, inertia limits and generation flexibility. **Renewable Energy**, v. 152, p. 942–960, 1 jun. 2020.

ONS. **Procedimentos de Rede, Submódulo 2.12: Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação - Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: ONS, , 2022a. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.12-RQ_2022.10.docx_3cfeb00-1aa5-4187-a0b8-8d190100a34d.pdf>. Acesso em: 19 abr. 2024

ONS. **Critérios para estudos energéticos e hidrológicos - Submódulo 2.4**. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.4-CR_2022.06.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2024b.

ONS. **Revisão 1 dos Casos de Referência do PAR/PEL 2023, Ciclo 2024-2028. Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: ONS, , 2023a. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/>>. Acesso em: 16 abr. 2024

ONS. **Planejamento Elétrico - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN Ciclo 2024-2028 (PAR PEL 2023). Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: ONS, , 2023b. Disponível em: <https://pore:443/sites/8/42/60/Paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=/sites/8/42/60/Produtos/197/28-12-2023_173400/PARPEL+2023+%E2%80%93+Ciclo+2024%E2%80%932028+Volume+III>. Acesso em: 17 abr. 2024

ONS. **Acompanhamento das Restrições de Geração de dezembro de 2023. Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: ONS, , 2024a. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/Produtos/546/Restri%C3%A7%C3%B5es%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20-%202023-12_v0.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2024

ONS. Operacional e Manual de Procedimentos da Operação – MPO. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024b. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em: 17 abr. 2024

ONS. Procedimentos de Rede Vigentes. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024c. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 17 abr. 2024

ONS. Resultados da Operação - Histórico da Operação - Curva de Carga. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024d. Disponível em: <http://www.ons.org.br:80/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>. Acesso em: 17 abr. 2024

ONS. Dados Abertos ONS - Geração por Usina em Base Horária. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024e. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-usina-2>>. Acesso em: 17 abr. 2024

ONS. Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINMAPS). Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024f. Disponível em: <<https://sig.ons.org.br/app/sinmaps/>>. Acesso em: 16 abr. 2024

ONS. O Sistema em Números. Evolução da Capacidade Instalada do SIN - Maio/2024 - Dezembro/2028 - ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024g. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 5 maio. 2024

ONS. ONS - SINTEGRE - Avaliação da Operação - Resultado da Operação - Dados de geração eólica e solar verificada. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024h. Disponível em: <<https://pore:443/sites/2/53/Paginas/produtos-dinamicos/dados-gera%C3%A7%C3%A3o-eolica-e-solar-verificada.aspx>>. Acesso em: 16 abr. 2024

ONS. Sumário Executivo do Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN do ciclo 2024-2028 - PAR/PEL2023. Rio de Janeiro: ONS, , 2024i. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202023-3-Fev24%20VF.pdf>>. Acesso em: 16 abr. 2024

ONS. Resultados da Operação - Histórico da Geração Eólica e Fotovoltaica. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: ONS, , 2024j. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-gera%C3%A7%C3%A3o-e%C3%B3lica-e-solar>>. Acesso em: 16 abr. 2024

ONS. DATATHONS - 5ª EDIÇÃO - DADOS ABERTOS ONS - Impactos das fontes de energia renovável na Operação em Tempo Real do Sistema Interligado Nacional (SIN). Rio de Janeiro: ONS, , 2024k. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/datathons-5a-edicao>>. Acesso em: 3 maio. 2024

O'SHAUGHNESSY, E.; CRUCE, J. R.; XU, K. Too much of a good thing? Global trends in the curtailment of solar PV. *Solar Energy*, v. 208, p. 1068–1077, 15 set. 2020.

ROSAS, P. A. C. *Dynamic Influences of Wind Power on The Power System*. Lyngby: Risoe National Laboratory, 2003.

STEVENSON, W.; GRAINGER, J. **Power System Analysis**. [s.l.] McGraw-Hill Education, 1994.

YASUDA, Y. et al. C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 160, p. 112212, 1 maio 2022.