



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Análise dos Impactos da Geração Fotovoltaica em Larga Escala
na Região de Segurança da Região Sudoeste do Nordeste do SIN**

DIEGO RODRIGO DE LIMA VILA NOVA

Itajubá, 11 de agosto de 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO RODRIGO DE LIMA VILA NOVA

**Análise dos Impactos da Geração Fotovoltaica em Larga Escala
na Região de Segurança da Região Sudoeste do Nordeste do SIN**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Antonio Carlos Zambroni de Souza

Coorientador: Maurício Campos Passaro

agosto de 2025

Itajubá - MG

Área reservada a ficha catalográfica elaborada pela biblioteca

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO RODRIGO DE LIMA VILA NOVA

**Análise dos Impactos da Geração Fotovoltaica em Larga Escala
na Região de Segurança da Região Sudoeste do Nordeste do SIN**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 11 de agosto de 2025, conferindo ao autor o título de ***Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.***

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Maurício Campos Passaro (Coorientador)

Prof. Dr. Fabricio Silveira Chaves

Dr. Fabricio Andrade Mourinho

agosto de 2025

Itajubá - MG

Agradecimentos

A conclusão desta dissertação representa não apenas o fechamento de um ciclo acadêmico, mas também o reflexo do apoio e incentivo de muitas pessoas ao longo dessa jornada.

Agradeço primeiramente a Deus, por me conceder força, sabedoria e resiliência para superar os desafios e alcançar mais essa conquista.

A minha esposa, Nathalya, minha companheira incansável, que sempre esteve ao meu lado, oferecendo amor, compreensão e incentivo nos momentos de desafio. Aos meus filhos, Matheus e Arthur, que são minha maior fonte de inspiração e alegria, mesmo nos dias mais cansativos.

Aos meus pais, Waldir e Zislaine, que me ensinaram o valor do esforço e da dedicação, e aos meus irmãos, Ramon e Larissa, pelo apoio constante e pelas palavras de encorajamento que sempre fizeram a diferença.

Aos meus colegas do ONS, pelo companheirismo, pelas trocas de conhecimento e pelo ambiente de aprendizado contínuo que tanto contribuiu para minha formação profissional e acadêmica.

Ao meu orientador, Antonio Zambroni, e ao meu coorientador, Mauricio Passaro, por toda a orientação, paciência e dedicação ao longo dessa trajetória, tanto no mestrado quanto no curso QPSE - Curso de Qualificação de Profissionais do Setor Elétrico. Seu conhecimento e compromisso foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

A cada um que, de alguma forma, estiveram presentes ao longo dessa caminhada, expresso minha mais sincera gratidão.

“Devo a Ele a oportunidade que tive de chegar aonde cheguei. Muitas pessoas têm essa capacidade, mas não têm a oportunidade. Ele a deu para mim, não sei por quê. Só sei que não posso desperdiçá-la.”

Ayrton Senna

Resumo

Esta dissertação tem como objetivo apresentar as características, o funcionamento, e as implicações elétricas e energéticas da geração fotovoltaica, com foco em analisar o impacto elétrico, tanto em regime estático quanto dinâmico, de sua inserção em larga escala no Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isso, foi escolhida a área elétrica Sudoeste do Nordeste do SIN, onde se realizou um estudo baseado em dados reais referentes ao primeiro quadrimestre de 2024.

A matriz energética do país e do mundo está passando por um período de transição em que a geração renovável variável vem se apresentando como protagonista. O Nordeste do país tem vivido grandes modificações das condições operativas do sistema de potência face os perfis comportamentais intrínsecos a estas fontes.

A integração no SIN da geração fotovoltaica cresceu de modo relevante. Em junho de 2025, conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), foi atingida a capacidade nominal instalada de 16,739 GW em usinas solares fotovoltaicas centralizadas na matriz elétrica nacional, ante os 130 MW verificados em janeiro de 2017, um crescimento de mais de 128 vezes no período.

Embora ampliem a capacidade de geração de energia, as usinas fotovoltaicas não contribuem com inércia ao sistema elétrico, comprometendo sua resposta diante de perturbações. Isso pode criar condições de risco para a regulação e controle da estabilidade elétrica, prejudicando a segurança operacional da rede elétrica.

Diante disso, o estudo do impacto elétrico na segurança de uma região tornou-se ponto de preocupação, despertando o interesse de pesquisadores e engenheiros. Os recursos de controle, no suporte de potência reativa presentes na rede nem sempre são suficientes para acomodar toda essa geração. Portanto, foi proposto como o estudo desta dissertação avaliar o impacto da geração fotovoltaica em larga escala na segurança de uma região elétrica do sistema.

Para isso, foi utilizada a ferramenta computacional Organon, bem como feito uma análise do impacto da inserção de geração fotovoltaica na região em estudo.

A avaliação das condições de operação segura em cenários eletroenergéticos com presença de geração fotovoltaica foi realizada através do uso das Regiões de Segurança, que fornecem um mapeamento seguro do sistema. Isso auxilia na tomada de decisões da operação. Para alcançar este propósito, foi feita a comparação da geração fotovoltaica com outras modalidades de geração existentes na vizinhança da região estudada.

Os resultados obtidos permitiram avaliar as respostas estáticas e dinâmicas dos diferentes tipos de geração: eólica, hidráulica e térmica, em comparação com a geração fotovoltaica. Este estudo oferece subsídios valiosos ao planejamento e à operação em tempo real, contribuindo para a formação de agrupamentos mais eficientes de usinas com base em sua modalidade de geração.

Palavras-chaves: Geração fotovoltaica, estabilidade, região de segurança, Sistema Interligado Nacional - SIN, Organon

Abstract

This dissertation aims to present the characteristics, operation, and electrical and energy implications of photovoltaic generation, focusing on analyzing its electrical impact in both static and dynamic regimes when integrated on a large scale within the National Interconnected System (SIN). To achieve this, the Southwest Electrical Region of Northeast SIN was selected, where a study was conducted based on real data from the National Interconnected System for the first four months of 2024.

The national and global energy sector is undergoing a transition period in which intermittent generation has emerged as a key player. In this context, the Northeast region of Brazil has experienced significant changes in power system operational conditions due to the behavioral profiles intrinsic to these sources.

The integration of photovoltaic generation into the SIN has grown significantly. According to data from the National System Operator (ONS), as of June 2025, the installed capacity of operational solar photovoltaic projects within the national power grid reached 16,739 GW, compared to 130 MW in January 2017, representing an impressive increase of more than 128-fold over the period.

Despite the increase in energy generation capacity, photovoltaic sources do not contribute inertia to the electrical system, affecting grid stability during disturbances. This can create risk conditions for regulation and control of electrical stability, compromising the operational security of the power grid.

Given this scenario, assessing the electrical impact on regional security has become a point of concern, attracting the interest of researchers and engineers. Reactive power control resources within the network are not always sufficient to accommodate the growing generation. Therefore, this dissertation proposes an evaluation of the impact of large-scale photovoltaic generation on the security of an electrical region within the system.

For this study, the computational tool Organon was used, along with an analysis of the impact of photovoltaic generation integration in the Southwest region of Northeast SIN. The evaluation of secure operational conditions in power system scenarios with photovoltaic generation will be conducted using Security Regions, which provide a correct and reliable mapping of the system. This method aids operational decision-making. To achieve this objective, a comparative analysis of photovoltaic generation with other existing generation modalities in the studied region will be performed.

The results will enable the assessment of static and dynamic responses considering different types of generation, including wind, hydro, and thermal power plants, grouped by generation modality and compared to photovoltaic generation. This topic is of great relevance for both planning activities and real-time system operation, serving as input for better allocation and combination of power plants in the construction of generation groups.

Keywords: Photovoltaic generation, stability, security region, National Interconnected System, Organon.

Conteúdo

Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract	x
Conteúdo	xii
Lista de Figuras	xvi
Lista de Tabelas	xix
Lista de Siglas	xx
Lista de Símbolos.....	xxii
1. Introdução.....	1
1.1 Contextualização do Estudo	1
1.2 Objetivos Gerais	3
1.2.1 Objetivos Específicos	3
1.3 Organização da Dissertação.....	4
2. Fundamentos de Usinas Fotovoltaicas	5
2.1 Considerações Iniciais	5
2.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico	7
2.3 Células Fotovoltaicas.....	8
2.4 Módulo Fotovoltaico	11
2.5 Conversores CC-CA	14
2.6 Topologia Típica de Uma Usina Fotovoltaica.....	16
3. Aspectos Operacionais de Usinas Fotovoltaicas	18
3.1 Considerações Iniciais	18
3.2 Aspectos das Usinas Fotovoltaicas em Comparação com Usinas Convencionais	18
3.2.1 Corrente de Falta	19

3.2.2	Fault Ride Through (FRT).....	20
3.2.3	Curva de Capacidade	20
3.2.4	Suporte Dinâmico de Potência Reativa	21
3.2.5	Inércia	22
3.3	Amortecimento e Inércia Virtual do Sistema Elétrico com Alta Inserção Fotovoltaica.....	23
3.3.1	Armazenamento de Energia.....	23
3.3.2	Inércia Virtual.....	25
3.4	Requisitos Técnicos para Integração dos Conjuntos Fotovoltaicos no SIN.....	26
3.4.1	Requisitos Técnicos Gerais	26
3.4.2	Modo de Controle.....	27
3.4.3	Geração e Absorção de Potência Reativa	28
3.4.4	Suportabilidade a Subtensões e Sobretensões Dinâmicas	29
3.4.5	Injeção de Corrente Reativa Sob Defeito	30
4.	Modelagem e Simulação de Centrais Geradoras Fotovoltaicas.....	32
4.1	Considerações Iniciais	32
4.2	Representação em Regime Permanente.....	32
4.3	Simulação Dinâmica da Central Geradora Fotovoltaica	34
4.3.1	Modelo <i>Root Mean Square</i> - RMS	35
4.4	Estabilidade Elétrica	36
4.4.1	Estabilidade Angular	37
4.4.2	Estabilidade de Frequência.....	38
4.4.3	Estabilidade de Tensão	38
4.4.4	Estabilidade Acionada Por Conversores.....	39
4.4.5	Estabilidade de Ressonância.....	40
4.5	Avaliação da Segurança.....	41
4.6	Organon	42
4.7	Regiões de Segurança.....	45
5.	Estudo de Caso na Região Sudoeste do Nordeste.....	51
5.1	Considerações Iniciais	51
5.2	Condições Iniciais	51
5.3	A Região Sudoeste do Nordeste do SIN.....	52
5.3.1	Característica Energética da Região Sudoeste do NE e de Sua Adjacência.....	56

5.4 Condições Operativas Analisadas	57
5.4.1 Previsão de Carga	58
5.4.2 Operação Normal.....	58
5.4.3 Operação em Contingência.....	59
5.4.4 Sistema de Proteção Especial Existentes na Área	60
5.5 Destaques dos Arquivos do Organon Utilizados Para o Estudo de Caso	60
5.5.1 Grupo de Geração – Arquivo .def	61
5.5.2 Lista de Contingências e Eventos – Arquivos .ctg e .evt	63
5.5.3 Esquemas Especiais de Proteção – Arquivo .sps.....	64
5.5.4 Caso de Estudo – Arquivo .pwf.....	67
5.5.5 Parâmetros – Arquivo .prm	67
5.5.6 Outros Arquivos – .dyn, .spt e .dat	68
6. Análise Elétrica Estática.....	69
6.1 Estudo de Caso	69
6.2 Análise e Resultados Estáticos na Região Sudoeste do Nordeste	69
6.2.1 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Hidráulica do Rio São Francisco	69
6.2.2 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Eólica da Região Sudoeste	73
6.2.3 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Térmica da Região Metropolitana de Salvador.....	76
6.2.4 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Hidráulica de UTP e UCV	77
6.2.5 Geração Fotovoltaica Versus a Intercâmbio com Outras Regiões	78
6.3 Constatações	79
7. Análise Elétrica Dinâmica	82
7.1 Estudo de Caso	82
7.2 Validação do Estudo.....	82
7.3 Análise e Resultados na Região Sudoeste do Nordeste.....	85
7.3.1 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Hidráulica do Rio São Francisco	85
7.3.2 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Eólica da Região Sudoeste.....	88
7.3.3 Geração Fotovoltaica Versus o Intercâmbio com Outras Regiões	90
7.3.4 Efeito da Substituição da Geração Fotovoltaica por Geração Hidráulica	90
7.4 Constatações	95

8. Conclusão e Trabalhos Futuros	97
8.1 Considerações Finais	97
8.2 Recomendações para Trabalhos Futuros	99
Anexo	107
A. Recursos de Controle de Tensão da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste	107
B. Arquivos e Dados de Simulação.....	109

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Geração média horária em fevereiro de 2024 das usinas solares do interior da Bahia.	6
Figura 2.2 - Configuração básica de um sistema fotovoltaico.....	7
Figura 2.3 - Exemplo simplificado de um sistema fotovoltaico ligado à rede.	8
Figura 2.4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	9
Figura 2.5 - Exemplos de módulos fotovoltaicos.	11
Figura 2.6 - Módulo por células agrupadas em paralelo.....	12
Figura 2.7 - Módulo por células agrupadas em série.	12
Figura 2.8 - Curva característica $I \times V$	13
Figura 2.9 - Diagrama de um inversor de dois estágios.	15
Figura 2.10 - Topologia típica de uma usina fotovoltaica conectada ao SIN.....	17
Figura 3.1 - Corrente de falta de um gerador síncrono x gerador fotovoltaico com inversores.....	19
Figura 3.2 - Comparação da curva de capacidade de uma UFV com um gerador síncrono de mesma potência nominal.	21
Figura 3.3 - Sincronização de vários tipos de geradores a rede CA.	22
Figura 3.4 - Faixa de frequências não nominais com as condições de conectividade ao SIN.....	27
Figura 3.5 - Requisito de geração de absorção de potência reativa da central geradora fotovoltaica no POI, considerando a tensão próxima a nominal.	28
Figura 3.6 - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.	29
Figura 3.7 - Comparação entre o Voltage Ride Through mínimo e a capacidade geral de um inversor.....	30
Figura 3.8 - Injeção de corrente reativa sob defeito.	31
Figura 4.1 - Representação de uma usina fotovoltaica em regime permanente.	33
Figura 4.2 - Categorias de transitórios encontradas em um sistema de potência.	34
Figura 4.3 - Classificação de estabilidade de um sistema de potência.	37
Figura 4.4 - Convergência dos limites da região de segurança de cada contingência. .	46
Figura 4.5 - Método de busca binária para encontrar o limite da região de segurança.	47
Figura 4.6 - Processo de cálculo da região de segurança.....	47

Figura 4.7 - Região de segurança gerada pelo Organon.	48
Figura 5.1 - Apresentação geográfica da área elétrica da região em estudo.	53
Figura 5.2 - Topologia elétrica das subestações de transmissão da região em estudo.	54
Figura 5.3 -Representação geográfica das gerações existentes na região Sudoeste do NE e de suas adjacências.	57
Figura 5.4 -Estudo de carga da região Sudoeste do NE.	58
Figura 6.1- Região de segurança estática da área Sudoeste – regime normal de operação – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.	70
Figura 6.2 - Tabular da região de segurança estática da área Sudoeste – regime normal de operação – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.	70
Figura 6.3 - Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em contingência – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.	71
Figura 6.4 - Tabular da região de segurança estática da área Sudoeste – regime de contingência – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.	72
Figura 6.5 - Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em operação normal – geração fotovoltaica x geração eólica da área Sudoeste.	73
Figura 6.6 - Tabular da Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em operação normal – geração fotovoltaica x geração eólica da área Sudoeste.	74
Figura 6.7 - Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração eólica.	75
Figura 6.8 - Tabular da região de segurança estática da área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração eólica.	75
Figura 6.9 - Região de segurança estática da Área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração térmica da região metropolitana de Salvador.	77
Figura 6.10 - Região de segurança estática para a Área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração hidráulica de UITP e UCV.	78
Figura 6.11 – Região de segurança estática para a área Sudoeste – acompanhamento do fluxo FNESE versus fotovoltaica em análise de contingência.	79
Figura 6.12 - Geração fotovoltaica e eólicas na Bahia em setembro/2022.	80
Figura 7.1 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1 – usando a modelagem fotovoltaica.	83
Figura 7.2 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1 –usando a modelagem fotovoltaica com ênfase na direção 5.	83

Figura 7.3 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1– sem o uso de modelagem fotovoltaica.	84
Figura 7.4 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1– sem o uso de modelagem fotovoltaica com ênfase na direção 5.	84
Figura 7.5 - Região de segurança para a Sudoeste – regime normal de operação – considerando geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.	86
Figura 7.6 - Região de segurança para a área Sudoeste – regime de contingência – considerando geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.	86
Figura 7.7 – Tabular da região de segurança para a área Sudoeste – regime de contingências na região - considerando geração fotovoltaica x geração São Francisco.	87
Figura 7.8 - Região de segurança em operação normal para a área Sudoeste - considerando geração fotovoltaica x geração eólica da área Sudoeste.	88
Figura 7.9 - Região de segurança em contingências - considerando geração fotovoltaica x geração eólica.	89
Figura 7.10 - Tabular da região de segurança em contingência para a área Sudoeste - considerando geração fotovoltaica x geração eólica.	89
Figura 7.11 - Região de segurança em contingências - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração hidráulica do rio São Francisco.	92
Figura 7.12 - Tabular da região de segurança em contingência para a Área Sudoeste - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração hidráulica do rio São Francisco.	92
Figura 7.13 - Região de segurança em contingências - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração eólica da região Sudoeste.	93
Figura 7.14 - Tabular da região de segurança em contingência para a Área Sudoeste - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração eólica da região Sudoeste do NE.	93
Figura 7.15 - Quadro comparativo da configuração normal (acima) considerando a substituição da geração fotovoltaica por hidráulica (abaixo), frente à geração hidráulica do rio São Francisco.	94
Figura 7.16 - Quadro comparativo da configuração normal (acima) considerando a substituição da geração fotovoltaica por hidráulica (abaixo), frente à geração eólica da região Sudoeste do Nordeste.	94

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Eficiência dos tipos de células fotovoltaicas.	8
Tabela 5.1 - Subestações pertencentes a região em estudo.....	52
Tabela 5.2 - Linhas de transmissão e equipamentos pertencentes à área 230 kV Sudoeste do Nordeste.....	54
Tabela 5.3 - Linhas de transmissão de 500 kV que impactam a região Sudoeste.	55
Tabela 5.4 - Grupos propostos para estudo dos cenários.....	61
Tabela 5.5 - Lista das usinas e conjuntos pertencentes a cada grupo.	62
Tabela 5.6 - Lista de eventos e contingência utilizadas.....	64
Tabela 5.7 - Detalhamento de parâmetros – .prm.....	67
Tabela 6.1 - Grupos propostos para estudo dos cenários.....	70
Tabela 6.2 - Grupos propostos para estudo dos cenários.....	73
Tabela 6.3 - Grupos propostos para estudo dos cenários.....	76
Tabela 6.4 - Grupos propostos para estudo dos cenários.....	77

Lista de Siglas

- 2SO - Área Sudoeste do Nordeste
- 5NE - Área de 500 kV da Região Nordeste
- ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
- AEMO - Australian Energy Market Operator (Operador do Mercado de Energia Australiano)
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- BESS - Battery Energy Storage System (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)
- CA - Corrente Alternada
- CAES - Compressed Air Energy Storage (Armazenamento de Energia em Ar Comprimido)
- CAG - Controle Automático de Geração
- CC - Corrente Contínua
- CCAT - Corrente Contínua em Alta Tensão
- DS - Dynamic Security (Limites de Segurança Dinâmica)
- DSA - Dynamic Security Assessment (Avaliação da Segurança Dinâmica)
- ECE - Esquema de Controle de Emergência
- ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga
- FACTS - Flexible Alternating Current Transmission Systems (Sistemas de Transmissão de Corrente Alternada Flexíveis)
- FNESE - Fluxo Nordeste - Sudeste
- FRT - Fault Ride Through (Passagem por Falha)
- FSENE - Fluxo Sudeste - Nordeste
- HVDC - High-Voltage Direct Current (Corrente Contínua de Alta Tensão)
- IO - Instrução de Operação
- IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
- LT – Linha de Transmissão
- LTC - Load Tap Changer (Trocador de Taps em Carga)

NE - Nordeste
ON - Operação Normal
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
POI - Point of Interconnection (Ponto de Conexão)
QPSE - Curso de Qualificação de Profissionais do Setor Elétrico
PWM - Pulse Width Modulation (Modulação por Largura de Pulso)
RMS - Root Mean Square (Valor Quadrático Médio)
RoCoF - Rate of Change of Frequency (Taxa de Variação da Frequência)
RSE - Regiões de Segurança Estática
SE - Substação
SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
SEP - Sistema Especial de Proteção
SIN - Sistema Interligado Nacional
SOC - State of Charge (Estado de carga da bateria)
SSCI - Subsynchronous Control Interaction (Interação de Controle Subsíncrona)
SSR - Subsynchronous Resonance (Ressonância Subsíncrona)
STC - Standard Test Conditions (Condições Padrão de Teste)
UCV – Usina Hidroelétrica de Pedra do Cavalo
UFV - Usina Fotovoltaica
UHE – Usina Hidroelétrica
UITP – Usina Hidrelétrica Itapebi
VRT - Voltage Ride Through (Tensão de Passagem)
VS - Limites de Segurança Estática
VSA - Voltage Stability Assessment (Avaliação da Estabilidade de Tensão)

Lista de Símbolos

A – Corrente (Ampère)
f - Frequência (Hertz)
H - Constante de inércia (segundos)
I - Corrente elétrica (Ampères)
I_o - Corrente de saturação reversa do diodo (Ampères)
J - Momento de inércia (kg·m²)
k - Constante de Boltzmann
MWp - Megawatt-pico
P - Potência (Watts)
q - Carga elétrica elementar (Coulombs)
R - Resistência (Ohms)
R_{sh} - Resistência shunt (Ohms)
R_s - Resistência em série (Ohms)
t - Tempo (segundos)
T - Temperatura (Kelvin)
V - Tensão (Volts)
W - Potência (Watt)
 ω - Velocidade angular (rad/s)

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1 Contextualização do Estudo

A energia fotovoltaica se apresenta como uma alternativa viável e sustentável às fontes não-renováveis de energia elétrica. Os principais fatores que influenciam sua adoção incluem a viabilidade econômica, os benefícios ambientais, os desafios técnicos, a integração com outras tecnologias, as regulamentações e incentivos governamentais. Avanços contínuos em tecnologias fotovoltaicas resultam na redução de custos e melhoria na eficiência, tornando a energia solar uma opção cada vez mais atraente para atender as crescentes demandas energéticas globais [1], [2].

A capacidade instalada mundial de geração fotovoltaica vem crescendo ano após ano. Ao final do ano de 2019 o montante alcançava a marca de 591 GW [3]. Em 2022, a capacidade acumulada de geração de eletricidade fotovoltaica instalada aumentou para mais de 1 TW, dez anos após atingir o nível de 100 GW em 2012 [4]. As projeções indicam que a capacidade fotovoltaica global continuará a crescer rapidamente, ultrapassando marcos expressivos da ordem de Terawatts nas próximas décadas, consolidando-se como uma das principais fontes de energia mundial [5].

No Brasil, de acordo com a ABSOLAR [6], o setor solar fotovoltaico brasileiro se apresenta em franca expansão e movimentou mais de R\$ 4,5 bilhões no ano de 2017. Em dezembro 2024, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [7], foi atingida a capacidade nominal instalada de 16,739 GW em projetos de fonte solar fotovoltaica em operação na matriz elétrica nacional, ante os 130 MW verificados em janeiro de 2017, um crescimento expressivo de mais de 80 vezes no período.

No Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a geração fotovoltaica, que inicialmente constituía apenas acréscimos marginais a capacidade de geração do país, agora possui expressivo montante de geração, tornando-se protagonista neste setor, exigindo importantes

ajustes nos critérios de planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo o ONS responsável pela complexa coordenação desta operação.

Da atual geração fotovoltaica do país, a região em estudo Sudoeste do Nordeste (NE) se apresenta com destaque. Do total de 11,763 GW de potência instalada e conectada à Rede Básica, visto em março/2024, em operação comercial, essa região correspondia a 1,940 GW. Sendo portanto aproximadamente 16% da quantidade total de geração solar conectada ao SIN [7].

Sobre a inserção fotovoltaica, apesar de contribuírem com o aumento da capacidade de geração do ponto de vista energético, essa modalidade de geração não agrega inércia ao SEB [8]. Consequentemente, a elevada penetração de sistemas fotovoltaicos modifica as condições operativas do sistema devido ao perfil comportamental intrínseco a esta fonte, impactando na estabilidade estática e dinâmica das redes em uma determinada região [8], [9]. A realização de estudos dos impactos causados nos sistemas de potência pela conexão expressiva de geradores fotovoltaicos no SEB é de extrema importância para o planejamento elétrico e para a operação em tempo real.

Diante do exposto, fazem-se necessárias ações visando a preservação do sistema. Uma das ações é a monitoração através de regiões de segurança. Nelas, o estado do sistema em um dado instante é transmitido de forma visual por meio de figuras chamadas de nomogramas.

A segurança de um sistema elétrico é definida como a capacidade desse sistema se manter íntegro, sobrevivendo a distúrbios ou desligamentos, sem interrupção do fornecimento de energia aos seus consumidores [10], nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede [11]. A análise de segurança, entre outras, está diretamente associada ao estudo de estabilidade deste sistema.

A proposta deste trabalho visa avaliar o comportamento do sistema de potência da região em estudo do SIN frente à alta inserção de geração fotovoltaica existente nesta área. Para esta análise, foi utilizada uma ferramenta computacional, com o objetivo de obter regiões de segurança que orientem as equipes de planejamento e de operação em Tempo Real quanto a ações preventivas e corretivas, auxiliando a tomada de decisão na busca por um sistema com maiores margens de segurança.

1.2 Objetivos Gerais

O presente trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento dinâmico do sistema de potência da região Sudoeste do Nordeste do SIN diante da alta inserção de geração fotovoltaica.

Essa análise foi realizada com base nas Regiões de Segurança, tomando como referência o Estudo de Curto Prazo do 1º Quadrimestre de 2024, emitido pelo ONS [12]. A partir da análise em regime permanente, foram examinados os níveis de tensão e carregamento frente a alterações na geração fotovoltaica. Em seguida, a análise em regime transitório permitiu comparar o desempenho da geração fotovoltaica com outras fontes da região, destacando seus impactos na estabilidade dinâmica do sistema.

Além disso, foram apresentados cenários em que a geração fotovoltaica foi substituída pela geração hidráulica, bem como cenários sem a modelagem das usinas fotovoltaicas. O objetivo foi comparar os diferentes resultados, considerando as características de cada cenário e validando a importância das usinas fotovoltaicas no contexto elétrico.

1.2.1 Objetivos Específicos

Para complementar o objetivo geral e dar clareza ao escopo do estudo, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar a influência da geração fotovoltaica na resposta dinâmica do SIN;
- Comparar as demais fontes de geração de energia existentes na região Sudoeste do Nordeste e em sua adjacência com a geração fotovoltaica existente nesta região;
- Determinar as ações visando a preservação do sistema sob estudo, indicando as medidas operativas necessárias para garantir o atendimento aos padrões e critérios preconizados nos Procedimentos de Rede;
- Demonstrar a relevância de empregar parâmetros elétricos que correspondam à realidade do sistema nos estudos, assegurando assim uma resposta coerente às expectativas;
- Apresentar os resultados obtidos na ausência de modelagem das usinas fotovoltaicas e na substituição da geração fotovoltaica pela hidráulica, validando a importância das usinas fotovoltaicas no sistema.

-
- Propor recomendações para otimizar a integração dessa geração de forma a maximizar a eficiência e a segurança do sistema.

1.3 Organização da Dissertação

A dissertação apresenta-se dividida em capítulos onde o Capítulo 2 aborda os fundamentos essenciais das usinas fotovoltaicas, destacando os principais componentes e os princípios de funcionamento.

O Capítulo 3 aborda os aspectos técnicos da geração fotovoltaica no contexto do sistema elétrico, comparando suas características com as usinas convencionais e introduzindo os conceitos de armazenamento de energia e inércia virtual.

O Capítulo 4 trata dos conceitos de estabilidade e da avaliação de segurança, bem como da modelagem das usinas e simulações dinâmicas, utilizando o *software* Organon e o conceito de Regiões de Segurança.

O Capítulo 5 descreve a área de estudo, incluindo critérios, eventos, grupos de geração e os parâmetros considerados.

Os Capítulos 6 e 7 apresentam, respectivamente, a análise estática e dinâmica da inserção da geração fotovoltaica, com base em nomogramas.

Por fim, o Capítulo 8 apresenta as conclusões do trabalho, resumindo as principais contribuições provenientes da realização deste estudo, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

Fundamentos de Usinas Fotovoltaicas

2.1 Considerações Iniciais

A geração fotovoltaica está diretamente ligada à disponibilidade da irradiância solar. Devido a essa dependência, sua característica distintiva é a variabilidade e intermitência na produção de energia. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a intermitência elétrica é definida como “recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original.” [13], [14]. A intermitência de uma medida manifesta-se de maneira não contínua, iniciando, diminuindo e aumentando conforme a disponibilidade do recurso primário. A variabilidade está relacionada à intensidade ou magnitude dessa medida, expressa em MW, durante o intervalo monitorado.

Os sistemas de potência são planejados e operados de forma que a demanda de energia elétrica possa ser atendida a qualquer momento submetido a uma variedade de condições operativas, gerindo tanto a variabilidade quanto as incertezas associadas às fontes intermitentes. A penetração de geração renovável variável conduz ao aumento da amplitude e incerteza nas previsões da potência elétrica injetada no sistema de potência [15].

A Figura 2.1, abaixo, representa essa intermitência observada nas usinas fotovoltaicas, mostrando as médias horárias, máximas e mínimas de geração durante o mês de fevereiro de 2024 para as usinas localizadas na Bahia, conectadas diretamente ao SIN.

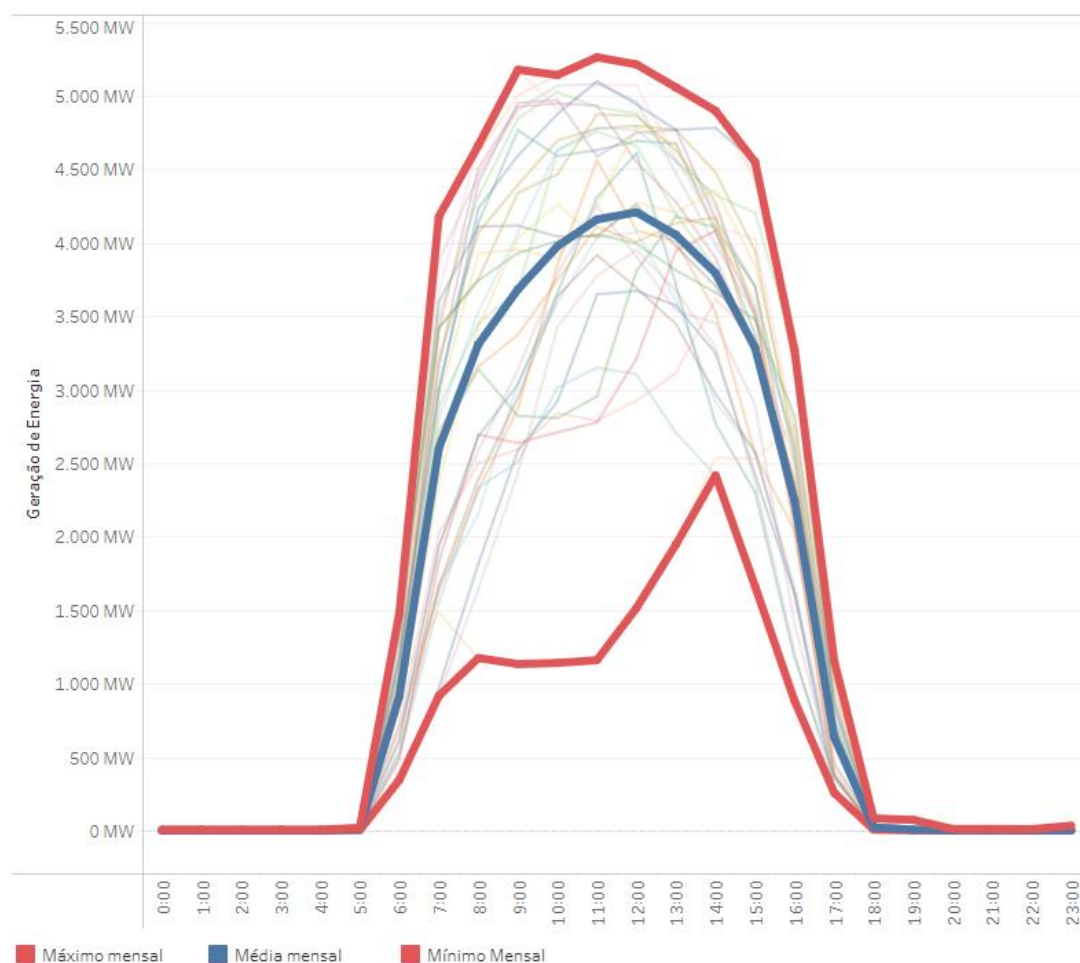


Figura 2.1 - Geração média horária em fevereiro de 2024 das usinas solares do interior da Bahia.

Fonte: [16]

A integração em grande escala da geração fotovoltaica ao SEB promove desafios aos agentes do sistema responsáveis pelo planejamento e pela operação de incorporá-la na atual matriz elétrica, além dos desafios adicionais impostos a outros agentes do setor.

Para que essa inserção tenha sucesso é imprescindível entender as características próprias da geração fotovoltaica, sua dinâmica dentro de um sistema elétrico e os procedimentos que norteiem essa inserção. Considerando essas necessidades, este capítulo tem como propósito apresentar as fundamentações teóricas das usinas solares destacando-se: seus componentes, topologia, aspectos, requisitos técnicos e os modos de controle existentes.

2.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico

Segundo o Atlas de Energia Elétrica do País [17], pode-se definir um sistema fotovoltaico como um conjunto de módulos fotovoltaicos e outros componentes integrados, projetados para converter energia solar em eletricidade. Os componentes que formam os sistemas fotovoltaicos variam dependendo da sua aplicação.

De modo geral, um sistema fotovoltaico [18] é normalmente composto por três partes básicas: o arranjo dos módulos, o subsistema de condicionamento de potência, o qual converte a saída do arranjo em potência útil, e o subsistema de armazenamento, que tem a função de armazenar a energia elétrica gerada, sendo este não utilizado em alguns casos, como nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (*on-grid*), em que a energia excedente é injetada diretamente no sistema de distribuição. Outros equipamentos são utilizados, tais como: controlador de carga, estrutura de fixação, entre outros. A Figura 2.2 exemplifica a configuração básica de um sistema fotovoltaico.

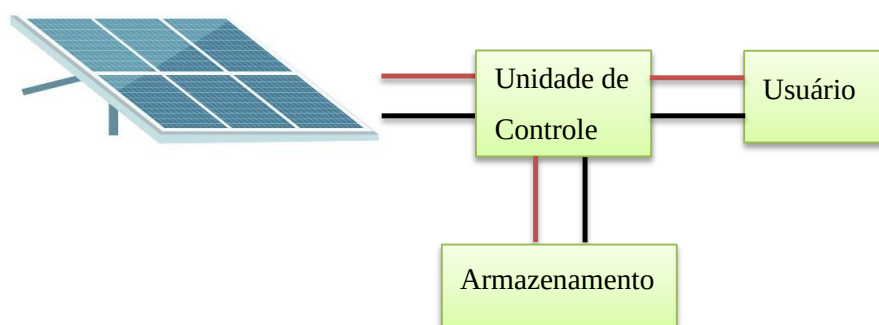


Figura 2.2 - Configuração básica de um sistema fotovoltaico.

Fonte: adaptado de [18].

De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos [19], um arranjo fotovoltaico é uma estrutura montada com módulos ou painéis fotovoltaicos constituídos por células fotovoltaicas interconectadas. As células fotovoltaicas representam a menor unidade em um sistema fotovoltaico. Já o módulo fotovoltaico é formado por células fotovoltaicas ligadas em arranjos que produzem tensão e corrente suficientes para a utilização da energia.

Podem ser definidas, de forma geral, as seguintes classificações do modo de operação para um sistema fotovoltaico: sistema isolado, sistema distribuído conectado à rede elétrica e sistema centralizado conectado à rede elétrica. A utilização dessas opções dependerá de diversos fatores, tais como: aplicações, investimentos, concessões e disponibilidade de recursos energéticos.

O sistema fotovoltaico centralizado conectado à rede elétrica, foco desta análise, é apresentado, de forma simplificada, com base na Figura 2.3. Nesse cenário, exerce o mesmo papel elétrico de outras grandes modalidades de geração de energia, como as hidrelétricas, térmicas e nucleares. Além disso, o sistema fotovoltaico pode ser combinado com outros tipos de geração de energia na mesma instalação, tornando-se assim um sistema híbrido.

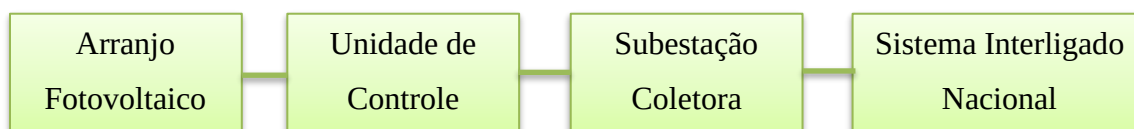


Figura 2.3 - Exemplo simplificado de um sistema fotovoltaico ligado à rede.

Fonte: O autor

Os detalhes dos componentes mínimos do sistema fotovoltaico serão apresentados a seguir.

2.3 Células Fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é um dispositivo gerador com propriedades peculiares que as diferem das tradicionais fontes de energia [20]. Esses dispositivos são as principais estruturas de um módulo fotovoltaico e podem ser compostas de cristais monocristalino, policristalinos ou de silício amorfo.

As células de silício monocristalino convertem diretamente a energia solar em eletricidade e apresentam maior eficiência em comparação com as de silício policristalino, conforme dados estudados e resumidos por Walker e Sernia [21]. A Tabela 2.1 apresenta uma síntese da eficiência de cada tipo de célula.

Tabela 2.1 - Eficiência dos tipos de células fotovoltaicas.

Tipo de Célula	Eficiência (%)		
	Teórica	Laboratorial	Comercial
Silício Monocristalino	30,0	24,7	12 a 14
Silício Policristalino	25,0	19,8	11 a 13
Silício Amorfo	13,0	4 a 7	3 a 5

Fonte: adaptado de [21]

Segundo [21], a utilização de células de silício amorfo se apresenta como opção devido ao baixo custo associado, dado a sua produção ser feita a partir da deposição de diversos tipos de substratos. Entretanto, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: sua baixa eficiência da conversão de energia solar em elétrica e a existência de desgaste já nos primeiros meses de uso, acarretando numa redução da sua eficiência ao longo de sua vida útil.

Em geral, o efeito fotovoltaico ocorrerá quando a célula for exposta a radiação solar e o aproveitamento desse efeito for consolidado por meio do campo elétrico da junção P-N e de um circuito elétrico externo. Esse efeito é amplamente utilizado para a conversão direta de radiação solar em energia elétrica, como descrito no Atlas de Energia Elétrica do Brasil [17].

Caso a célula não esteja conectada a uma carga, surgirá em seus terminais uma tensão denominada tensão de circuito aberto (V). Por outro lado, se estiver conectada a uma carga, haverá circulação da corrente de saída (I) no circuito formado entre a carga e a célula, resultante da fonte de corrente (I_{ph}) e das perdas associadas aos elementos resistivos (R_s e R_{sh}) e ao diodo (D). Dessa forma, é possível representar a célula por seus parâmetros elétricos de saída: tensão (V) e corrente (I) em função das condições de entrada, ilustrado na Figura 2.4.

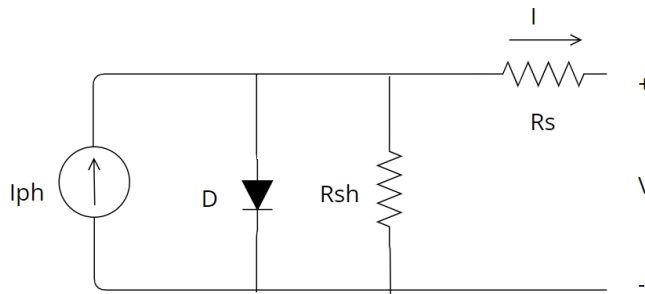


Figura 2.4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

Fonte: adaptado de [22]

O cálculo a seguir tem como referência o artigo [22]. Para análise matemática, o modelo equivalente do módulo fotovoltaico é adotado como base. Neste modelo, a corrente I_{ph} , é caracterizada como uma fonte de corrente dependente da irradiação incidente na célula solar. A irradiação é definida como a quantidade de energia solar que alcança uma área específica, expressa em Watts por metro quadrado (W/m^2).

Considerando as resistências R_s e R_{sh} , onde R_s é a resistência em série e R_{sh} é a resistência em paralelo. A resistência R_s é composta pela resistência intrínseca do material semiconductor somada a resistência dos contatos e interconexões metálicas. Já a resistência R_{sh} , conhecida como resistência *shunt*, é causada pela fuga de elétrons através da junção P-N, devido a defeitos no cristal ou impurezas na junção P-N.

Ao analisar a Figura 2.4, é fundamental obter as características corrente-tensão ($I \times V$) do módulo fotovoltaico. Utilizando os teoremas da análise de circuitos elétricos e aplicando a lei de Kirchhoff das correntes, a corrente do módulo é dada pela equação abaixo:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (2.1)$$

onde I_d é a corrente que passa pelo diodo em paralelo com a fonte de corrente I_{ph} , e é calculada por:

$$I_d = I_o \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot V_d}{n \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

Na equação (2.2), q é a carga do elétron ($1.602 \times 10^{-19} \text{C}$), k é a constante de Boltzmann $1.38065 \times \frac{10^{23} \text{J}}{\text{K}}$, I_o é a corrente de saturação reversa do diodo ou corrente de fuga, e T é a temperatura da junção P-N, expressa em Kelvin. Enquanto isso, V_d é a tensão do diodo, calculada por:

$$V_d = I_{rsh} \cdot R_{rsh} \quad (2.3)$$

Substituindo as equações (2.2) e (2.3) na equação (2.1), a corrente do módulo fotovoltaico é reescrita como:

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_{rs})}{n \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_{rs}}{R_{rsh}} \quad (2.4)$$

O modelo matemático pode ser expandido conectando outras células em série, idealmente iguais e sujeitas ao mesmo nível de irradiação. A equação (2.4) pode ser relacionada com o equivalente das resistências em série e em paralelo, da seguinte forma:

$$R_{rs}' = R_{rs} \cdot N_s \text{ e } R_{rsh}' = R_{rsh} \cdot \frac{N_s}{N_p} \quad (2.5)$$

onde N_s representa o número de células em série e N_p o número de ramos em paralelo. Dessa forma, a resistência série cresce proporcionalmente ao número de células em série, enquanto a resistência em paralelo é reduzida pela associação em paralelo, garantindo a coerência do modelo equivalente do módulo fotovoltaico.

Substituindo (2.5) em (2.4), resulta em:

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left[\exp \left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_r s')}{n \cdot k \cdot T N s q} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_r}{R_r s h'} \quad (2.6)$$

O valor da tensão de saída da célula depende da tensão do diodo e da queda de tensão causada pela resistência em série.

2.4 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos produzindo tensão e corrente suficientes para a utilização da energia. Além disso, o módulo protege as células contra esforços mecânicos e fatores ambientais [23]. Existem diferentes tipos de módulos fotovoltaicos, cuja classificação está associada às características das células utilizadas na sua fabricação, variando quanto ao material, eficiência e aparência. A Figura 2.5 ilustra os diversos tipos módulos existentes.



Figura 2.5 - Exemplos de módulos fotovoltaicos.

Fonte: [24]

A Figura 2.5 apresenta, da esquerda para a direita, diferentes tipos de módulos fotovoltaicos utilizados na geração solar [24]. Os dois primeiros correspondem a módulos policristalinos, identificados pela tonalidade azulada e pelo aspecto irregular dos cristais. Em seguida, observam-se módulos monocristalino, de cor mais escura e uniforme, com maior eficiência em relação aos policristalinos. Posteriormente, é mostrado um módulo monocristalino PERC, cuja tecnologia incorpora camadas adicionais que elevam a eficiência, especialmente em baixa irradiância. Por fim, aparecem os módulos bifaciais, que se diferenciam pela capacidade de captar radiação tanto pela face frontal quanto pela traseira, aproveitando reflexões do solo e de superfícies adjacentes.

A existência do módulo fotovoltaico é necessária independentemente do processo de fabricação das células fotovoltaicas, uma vez que a tensão e a corrente de saída das células são baixas [23]. Portanto, o arranjo dos módulos fotovoltaicos pode ser feito em série ou em paralelo, dependendo da tensão de operação e da corrente elétrica desejada.

Em um módulo com conexão em paralelo (Figura 2.6), a corrente do módulo é igual a soma das correntes em cada célula e a tensão total será a tensão em cada célula. Sendo apresentadas em série (Figura 2.7), a tensão total do módulo, desprezando as perdas, é a soma individual de cada célula e a corrente total do módulo é a corrente unitária de cada célula.

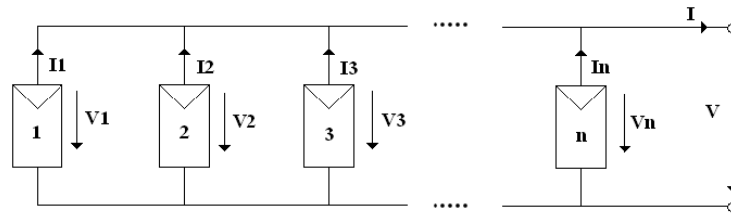


Figura 2.6 - Módulo por células agrupadas em paralelo.

Fonte: O autor

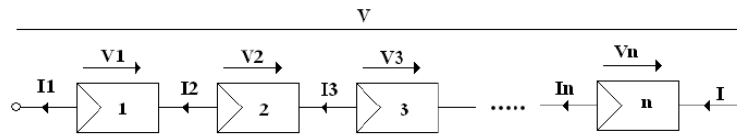


Figura 2.7 - Módulo por células agrupadas em série.

Fonte: O autor

- Para ligação dos módulos em paralelo:

$$I = \sum_{m=1}^n I_n \quad (2.7)$$

$$V = V_1 = \dots = V_n \quad (2.8)$$

Onde:

V[V]: Tensão entre os terminais dos módulos;

I[A]: Corrente correspondente ao total de correntes individuais.

- Para ligação dos módulos em série:

$$V = \sum_{m=1}^n V_n \quad (2.9)$$

$$I = I_n = \dots = I \quad (2.10)$$

Onde:

$V[V]$: Tensão correspondente ao total de tensões individuais;

$I [A]$: Corrente entre os terminais dos módulos.

Um problema comum em módulos formados pela conexão de células em série é que, se uma das células apresentar desempenho reduzido, isso pode comprometer o funcionamento de todo o conjunto, limitando ou até mesmo extinguindo a corrente de saída. Para prevenir essa situação, é comum o uso de um diodo *By-pass*, que atua como um caminho alternativo para a corrente do módulo. Geralmente, por questões de custo, esse diodo é conectado em paralelo a grupos de células.

Outro problema que pode ocorrer durante o funcionamento do módulo é o surgimento de uma corrente fluindo no sentido reverso, do sistema de distribuição para o módulo. Essa corrente reversa pode reduzir a eficiência das células e até danificá-las, como visto na referência [23]. Para evitar esse tipo de problema, usa-se um diodo de bloqueio na saída do módulo, impedindo o fluxo de corrente reversa.

A característica elétrica de um módulo fotovoltaico é representada em termos da curva corrente versus tensão, também chamada de curva I - V , apresentada na Figura 2.8, onde se destacam três pontos característicos.

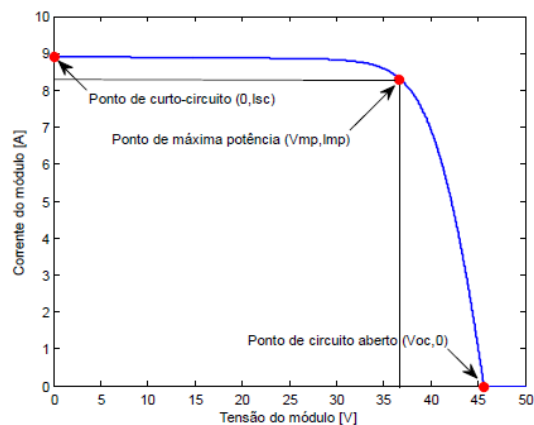


Figura 2.8 - Curva característica $I \times V$.

Fonte: adaptado de [18]

O ponto de potência máxima de saída consiste, para os valores de irradiância e temperatura da célula, no ponto em que os valores de corrente e tensão resultam em uma potência máxima. O valor dessa potência é calculado pela multiplicação entre V_{mp} e I_{mp} . Os demais pontos principais de operação são a tensão de circuito aberto ($V_{oc}, 0$), que representa a máxima tensão disponível nos terminais da célula quando não há circulação de corrente, e a

corrente de curto-circuito ($0, I_{sc}$), correspondente ao valor máximo de corrente fornecida pela célula quando seus terminais estão em curto, ou seja, com tensão nula.

$$P_{max} = (V_{mp}, I_{mp}) \quad (2.11)$$

Onde:

$P_{max} (W)$: Potência máxima do módulo fotovoltaico;

(V_{mp}, I_{mp}) : Ponto no plano cartesiano onde sua multiplicação define a potência máxima do sistema fotovoltaico.

Esses parâmetros são definidos a partir do levantamento das curvas características do módulo mediante testes que acontecem sob condições padronizadas, os chamados *Standard Test Conditions* (STC) que adotam referências usadas nas medições, para os fatores que influenciam no comportamento elétrico dos módulos.

2.5 Conversores CC-CA

Outro equipamento importante no modelo fotovoltaico são os conversores de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), também conhecidos como inversores. Esses dispositivos têm duas funções principais: permitir a conexão do arranjo fotovoltaico à rede elétrica, que opera em corrente alternada, e regular a tensão no lado de corrente contínua, de modo a garantir que os módulos operem continuamente no ponto de máxima potência.

Considerando o princípio de operação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede, também conhecidos como comutação natural, e auto comutados ou comutação forçada.

Os inversores comutados pela rede são construídos principalmente por pontes comutadas de tiristores, onde um par de tiristores recebe impulsos alternados sincronizados com a frequência da rede elétrica.

A onda gerada por esses dispositivos eletrônicos é uma onda distorcida com um elevado teor de harmônicos, levando a um grande consumo de potência reativa ao sistema. Isso, por sua vez, demanda o uso de filtros e equipamentos de compensação para limitar os componentes harmônicos.

Quanto aos inversores autocomutados, estes utilizam elementos semicondutores de chaveamento que podem ser acionados ou desativados em qualquer instante do ciclo por meio

de um terminal de controle. Esses conversores eletrônicos empregam a modulação por largura de pulso (*PWM – Pulse Width Modulation*) como estratégia de controle, permitindo ajustar a quantidade de energia fornecida à carga por meio da variação da largura dos pulsos em um sinal periódico. Essa abordagem possibilita um controle mais preciso da forma de onda e da tensão de saída.

A maioria dos conversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede são do tipo autocomutados com chaveamento em alta frequência [25]. Esses conversores possibilitam o controle dos harmônicos da corrente de saída, do fator de potência e de outros recursos devido à tecnologia digital e a rápida resposta possível com o chaveamento em alta frequência.

É importante observar que os inversores não têm o mesmo comportamento que os geradores convencionais, uma vez que não possuem inércia e respondem imediatamente às mudanças no sistema de potência, como variações de frequência. A maioria dos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede opera com fator de potência unitário [25].

Quanto a sua configuração, os inversores podem ter um ou dois estágios. Os inversores de um estágio possuem um único conversor CC-CA, sendo empregados em estudos que não exigem um alto nível de especificidade do comportamento dos sistemas fotovoltaicos.

Já os inversores de dois estágios, apresentado na Figura 2.9, consistem em dois conversores CC-CC e CC-CA. O conversor CC-CC tem a responsabilidade de regular a tensão de saída do módulo fotovoltaico e o conversor CC-CA possui a função de interligar o módulo à rede, regulando os valores de saída do gerador aos padrões da rede.

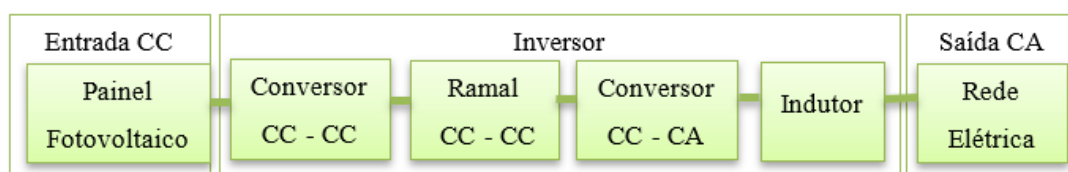


Figura 2.9 - Diagrama de um inversor de dois estágios.

Fonte: adaptado de [26]

Um detalhe crucial que define a qualidade dos inversores é a sua eficiência. A eficiência de um sistema qualquer de conversão de energia é definida como a relação entre a potência de saída e a potência de entrada. As eficiências totais destes inversores para conexão à rede podem atingir valores acima de 94%.

Estas eficiências declaradas pelos fabricantes geralmente se referem a eficiência máxima, que se verifica apenas para determinada condição de carga. Destaca-se, assim, que a eficiência não é constante e seu valor depende da potência demandada pelos equipamentos de consumo, ou seja, sua carga, como também de seu fator de potência [26].

2.6 Topologia Típica de Uma Usina Fotovoltaica

A Figura 2.10 apresenta a topologia típica de uma usina fotovoltaica conectada ao SIN em uma subestação de 500 kV, com destaque para o barramento coletor na tensão de 34,5 kV.

A usina gera energia em corrente contínua a partir dos painéis solares fotovoltaicos que, em seguida, é convertida para corrente alternada através de inversores. A tensão nos terminais CA dos inversores é naturalmente baixa, cerca de 600 V, assim, um transformador realiza a elevação para a média tensão. Em seguida, a energia gerada é conduzida por cabos de média tensão até o barramento coletor da subestação da usina.

A elevação para alta tensão, neste exemplo, de 500 kV é necessária para a integração da usina ao sistema de transmissão. O termo “ponto de conexão” é denominado na literatura americana como *Point of Interconnection* (POI).

Além disto, na subestação da Usina Fotovoltaica (UFV), também podem ser instalados equipamentos de compensação reativa de modo a atender aos requisitos de suporte de potência reativa no ponto de conexão com o sistema.

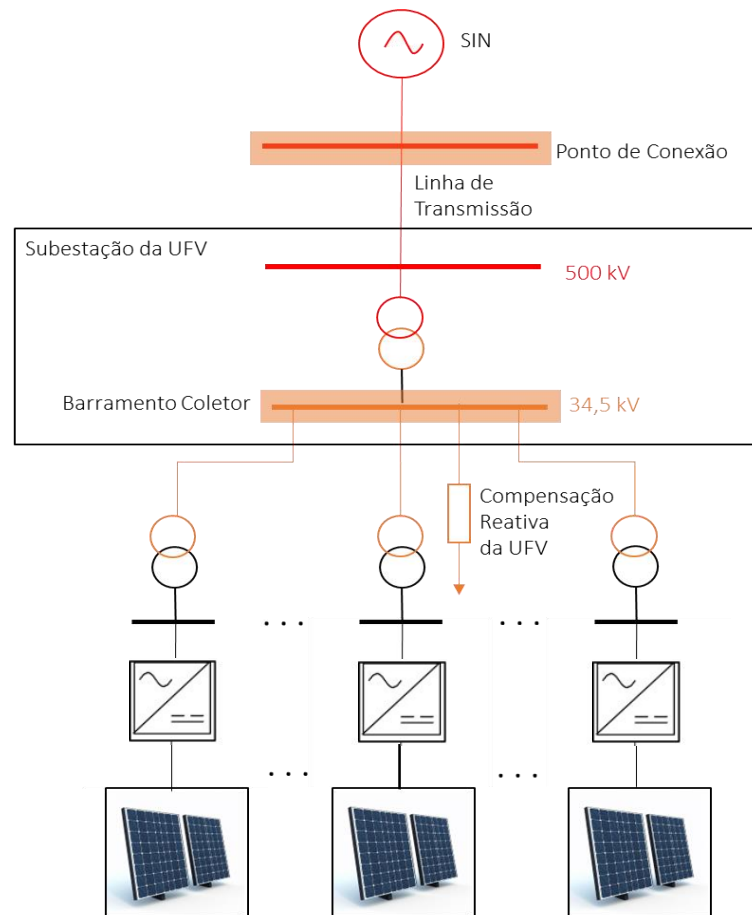


Figura 2.10 - Topologia típica de uma usina fotovoltaica conectada ao SIN.

Fonte: o autor

CAPÍTULO 3

Aspectos Operacionais de Usinas Fotovoltaicas

3.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são abordados os principais aspectos operacionais das usinas fotovoltaicas, com foco em sua configuração e funcionamento para garantir eficiência, confiabilidade e segurança. São discutidas as semelhanças e diferenças em relação às usinas convencionais, os requisitos técnicos para integração ao SIN, os modos de controle existentes e a possibilidade de uso de baterias para armazenamento de energia e inércia virtual, visando uma maior confiabilidade e melhor operação do SIN.

3.2 Aspectos das Usinas Fotovoltaicas em Comparação com Usinas Convencionais

Sistemas de grande porte são compostos principalmente por geradores síncronos, presentes em usinas hidráulicas, nucleares e térmicas. Esses equipamentos, formados por um estator (parte fixa) e um rotor (parte móvel), produzem eletricidade em corrente alternada por meio de campo magnético girante. Após sincronizados com a rede elétrica, permitem o controle da potência ativa via torque mecânico e da potência reativa por meio da corrente de campo do rotor.

Por outro lado, as usinas fotovoltaicas requerem o uso de inversores para a conversão da eletricidade em corrente contínua gerada nos painéis fotovoltaicos para corrente alternada. Esses inversores, aliados a microprocessadores, realizam a interface com a rede elétrica alternada e controlam toda a operação por meio de sinais digitais.

Portanto, compreender as principais diferenças entre as usinas fotovoltaicas e as usinas convencionais é fundamental para aproveitar ao máximo as diversas fontes de energia disponíveis.

3.2.1 Corrente de Falta

O princípio de funcionamento da máquina rotativa baseia-se nas leis de fluxo magnético, assim, tais equipamentos mostram características predominantemente indutivas. No momento da ocorrência de uma falta, como o fluxo em máquinas rotativas não pode variar instantaneamente, a reatância da armadura assume valores menores [27]. Consequentemente, a corrente de falta de geradores síncronos pode alcançar até seis vezes o valor nominal, como mostra a Figura 3.1. Também é importante que os enrolamentos da máquina sejam projetados de modo a suportar esses elevados valores de corrente durante a falta.

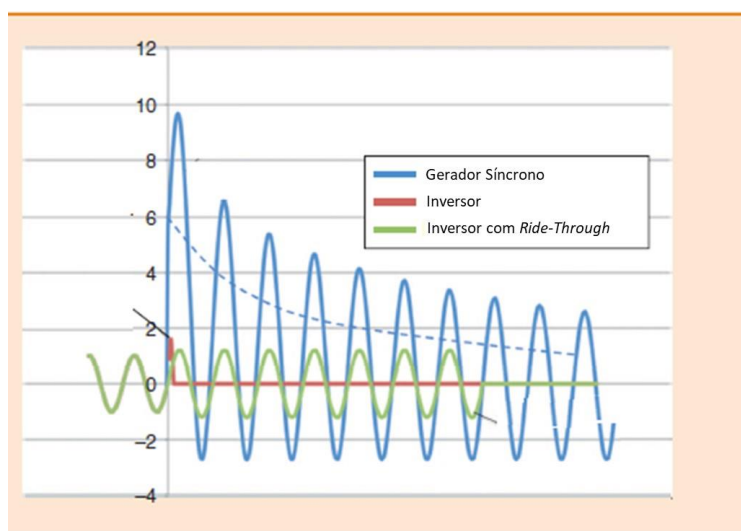


Figura 3.1 - Corrente de falta de um gerador síncrono x gerador fotovoltaico com inversores.

Fonte: adaptado de [27]

As fontes fotovoltaicas, por outro lado, por serem baseadas em inversores, não possuem as mesmas características indutivas presentes em geradores síncronos, que por serem dispositivos de eletrônica de potência são muito sensíveis e tipicamente só podem conduzir correntes ligeiramente superiores a nominal; caso contrário há risco de dano.

Diferentemente das máquinas rotativas, os inversores não reagem fisicamente às faltas, mas sim por meio de algoritmos de detecção implementados em *software*. Sua corrente de falta precisa ser programada, permitindo a adoção de diferentes estratégias de controle, como cessar rapidamente a injeção de corrente ou continuar fornecendo-a por um tempo determinado.

3.2.2 Fault Ride Through (FRT)

O *Fault Ride Through* (FRT) é a capacidade de um gerador permanecer conectado à rede elétrica mesmo diante de perturbações e se recuperar rapidamente após qualquer incidente como mostrado na Figura 3.1.

Os geradores síncronos respondem naturalmente a perturbações devido às suas características físicas e, portanto, possuem capacidade de FRT. Por outro lado, os inversores requerem programação para detectar e reagir a falhas.

Em termos mais amplos, o FRT engloba a capacidade de suportar tanto variações de tensão quanto desvios de frequência [28]. A resposta dos inversores a variações de tensão pode ser entendida como um modo de operação temporário, no qual, ao detectar uma tensão fora da faixa de operação normal, o inversor recebe um sinal de comando para reagir a falha. É importante ressaltar que configurações inadequadas de controle de tensão, ou sua ausência, podem acarretar graves consequências para os sistemas de potência.

3.2.3 Curva de Capacidade

Máquinas síncronas são um dos principais recursos dos grandes sistemas de potência para oferecer suporte de potência reativa. A sua faixa operativa de geração ou absorção de potência reativa é regida pelas curvas de capacidade.

A capacidade das máquinas convencionais é limitada por diversos fatores, como os limites térmicos dos enrolamentos do rotor e do estator, os limites de estabilidade e a cavitação em máquinas hidráulicas, entre outros.

Em contrapartida, as usinas fotovoltaicas têm sua capacidade de geração de potência reativa definida apenas pelos limites de condução de corrente dos dispositivos eletrônica da potência, isto lhes confere uma maior margem operativa. A Figura 3.2 compara a capacidade de uma usina fotovoltaica com uma usina convencional de mesma potência nominal.

Pela curva, é possível observar que as usinas fotovoltaicas têm a capacidade de fornecer uma faixa de potência reativa maior do que um gerador síncrono equivalente. Além disso, mesmo durante a noite, quando não há geração de energia ativa, os inversores fotovoltaicos podem operar no modo especial chamado *Q at Night* [29]. Nesse modo de operação, o inversor consome uma pequena quantidade de energia da rede elétrica apenas para manter o elo CC

energizado, possibilitando a injeção de potência reativa no sistema. Essa funcionalidade amplia a capacidade de suporte à tensão oferecida pelas usinas fotovoltaicas.

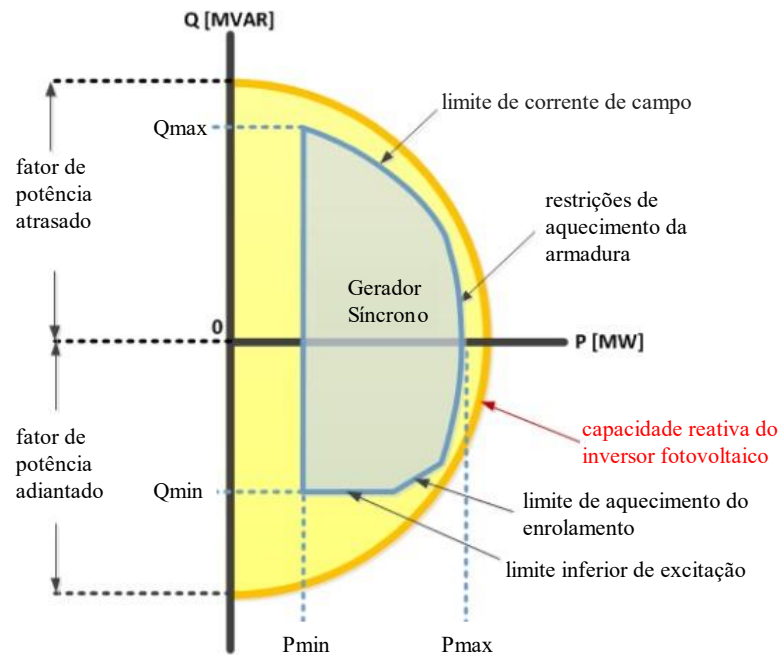


Figura 3.2 - Comparação da curva de capacidade de uma UFV com um gerador síncrono de mesma potência nominal.

Fonte: [23]

3.2.4 Suporte Dinâmico de Potência Reativa

Os geradores síncronos, por reagirem fisicamente, são capazes de oferecer suporte dinâmico de potência reativa no exato instante da ocorrência de uma falta. Dessa forma, proporcionam uma resposta extremamente rápida por meio da injeção de potência reativa, fator essencial para mitigar o afundamento de tensão.

Já as fontes fotovoltaicas, por mais rápidas que sejam, possuem um atraso intrínseco na detecção de faltas, justificado pelos equipamentos de eletrônica da potência de seus sistemas digitais associados. Ao ativar seu modo de operação sob falta, as usinas fotovoltaicas podem programar a injeção de corrente de falta priorizando a parcela reativa, com valores um pouco maiores que 1 pu, em troca da redução de sua corrente ativa.

3.2.5 Inércia

A inércia de um sistema de potência corresponde à sua capacidade de suportar contingências. As variações na frequência elétrica são inversamente proporcionais à inércia, de modo que sistemas com baixos níveis de inércia tornam-se mais suscetíveis a desvios de frequência [27]. Na Figura 3.3, o grande eixo representa uma massa girante equivalente, interpretada como a inércia do sistema, resultante da soma das massas de todas as máquinas rotativas conectadas à rede.

Fisicamente, o sistema turbina-gerador de cada máquina é caracterizado por sua inércia mecânica que armazena energia cinética nas massas girantes. Esta energia pode ser extraída ou absorvida das massas durante perturbações do sistema, assim, um sistema formado por múltiplas máquinas pode se sustentar diante de flutuações de carga e geração.

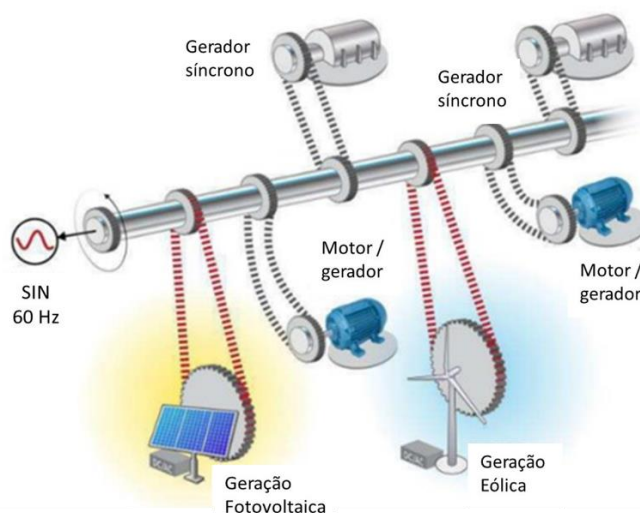


Figura 3.3 - Sincronização de vários tipos de geradores a rede CA.

Fonte: [27].

Em contraste com a máquina rotativa, um inversor pertencente às usinas fotovoltaicas é estritamente eletrônico e não apresenta nenhum componente mecânico ou parte girante. Desta forma, intrinsecamente, os inversores têm inércia nula, pois sua resposta depende da estratégia de controle definida em software e não à presença de massas girantes.

Com a inevitável proliferação da geração fotovoltaica, são esperados menores níveis globais de inércia. No entanto, quando se associa esta geração variável ou quando a geração fotovoltaica está operando abaixo da máxima capacidade e com controles sofisticados a sistemas de armazenamento de energia como baterias, a ausência da inércia pode ser

compensada. Os detalhes envolvendo armazenamento de energia e inércia virtual serão apresentados no subitem a seguir.

3.3 Amortecimento e Inércia Virtual do Sistema Elétrico com Alta Inserção Fotovoltaica

Amortecimento refere-se à capacidade de um sistema elétrico de atenuar oscilações indesejadas na frequência e na tensão que podem ocorrer devido a distúrbios ou variações na carga e geração. Ele está mais relacionado ao controle dinâmico contínuo que busca estabilizar o sistema após as oscilações iniciais.

Já a inércia virtual é uma solução tecnológica implementada em sistemas baseados em inversores inteligentes ou em Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (*Battery Energy Storage System* – BESS). Ela emula o comportamento inercial de máquinas síncronas convencionais, respondendo rapidamente às variações de frequência do sistema. Ao fornecer ou consumir energia de forma adaptativa, a inércia virtual limita a taxa de variação da frequência (*Rate of Change of Frequency* – RoCoF), desempenhando um papel essencial nos momentos iniciais após uma perturbação, até que controles primários e secundários assumam o controle.

Enquanto o amortecimento atua reduzindo oscilações de médio e longo prazo, a inércia virtual se concentra nas respostas imediatas, reproduzindo os efeitos físicos da inércia mecânica ausente em sistemas predominantemente renováveis. Assim, ambos os mecanismos são complementares, desempenhando papéis importantes na estabilidade do sistema elétrico.

Este item aborda o conceito de armazenamento e inércia virtual, suas aplicações e o papel das baterias no armazenamento do sistema.

3.3.1 Armazenamento de Energia

Com o aumento da penetração de fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, torna-se essencial mitigar sua característica intermitente, garantindo maior estabilidade e previsibilidade na operação do sistema elétrico. O armazenamento de energia, também conhecido como *storage*, desempenha um papel crucial nesse cenário, permitindo a captura de energia excedente durante períodos de alta geração para posterior liberação em momentos de

baixa produção. Esse processo, conhecido como *load shift*, não apenas garante maior confiabilidade ao sistema, mas também preserva a integridade dos equipamentos e reduz desperdícios energéticos [30], [31].

Diversas tecnologias de armazenamento estão disponíveis [31], tanto em operação quanto em fase experimental, como exemplo o Armazenamento Hidroelétrico por Bombeamento (*Pumped Hydro Storage*) [32], Armazenamento em Ar Comprimido (*Compressed Air Energy Storage - CAES*) [33] e o Armazenamento Térmico (*Thermal Energy Storage*) [34]. Cada tecnologia apresenta características distintas, adequadas a diferentes aplicações e requisitos. Entre elas, o armazenamento de energia em baterias (BESS) [35] se destaca pela flexibilidade e rápida resposta às variações de carga e geração, tornando-se uma opção promissora para a integração eficiente de energias renováveis. No subitem a seguir, será explorada suas principais características e aplicações.

3.3.1.1 Battery Energy Storage System - BESS

BESS é uma solução eficaz para mitigar a intermitência das fontes renováveis, especialmente a solar. As baterias, principalmente de íon-lítio, oferecem alta eficiência, resposta rápida e escalabilidade, armazenando energia por horas e liberando conforme a demanda, garantindo flexibilidade operacional e estabilidade da rede.

Casos práticos, como na Califórnia e Austrália, mostram que os BESS melhoram a qualidade e confiabilidade da energia [35], reduzindo a necessidade de reservas girantes. Um exemplo é o sistema da Tesla na Austrália (100 MW / 129 MWh, US\$ 66 milhões), equivalente a aproximadamente US\$ 1,5 milhão/MW [31].

Apesar das vantagens, os desafios incluem custos elevados, segurança e vida útil limitada [36]. O controle avançado do BESS desempenha um papel fundamental na mitigação dos impactos da geração fotovoltaica, especialmente na regulação da frequência primária e na recuperação do estado de carga (*State of Charge – SOC*). Estratégias como o controle *droop*, que ajusta a potência conforme variações de frequência, associadas a métodos adaptativos de recuperação do SOC, permitem que o BESS atue como amortecedor dinâmico, aumentando a capacidade inercial e estabilizando oscilações na rede elétrica.

Com o crescimento das energias renováveis e a redução da inércia física, o BESS ganha relevância, fornecendo inércia virtual por meio de algoritmos de controle, garantindo resposta rápida e maiores recursos que irão apoiar as margens de estabilidade do sistema elétrico

3.3.2 Inércia Virtual

Inércia virtual refere-se a capacidade de dispositivos eletrônicos, como inversores inteligentes, de imitar a resposta de inércia de geradores síncronos tradicionais que são essenciais para a estabilidade da frequência em sistemas elétricos [37]. Com o aumento da penetração de fontes renováveis, como a solar, que não possuem inércia natural, a inércia virtual torna-se necessária para garantir a estabilidade do sistema. Inversores equipados com algoritmos específicos monitoram as flutuações de frequência e ajustam sua potência para estabilizá-la, simulando o efeito de amortecimento de geradores com inércia mecânica. [37], [38]

A inércia virtual é modelada por equações que relacionam potência, frequência e a variação da frequência ao longo do tempo. A equação fundamental do movimento rotacional é baseada na Segunda Lei de Newton para rotações:

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = T \quad (3.1)$$

Onde J é o momento de inércia, ω é a velocidade angular e T é o torque aplicado ao sistema. Multiplicando ambos os lados por ω e sabendo que a potência mecânica pode ser expressa como $P = \omega T$, temos:

$$J \cdot \omega \cdot \frac{d\omega}{dt} = P \quad (3.2)$$

A constante de inércia H é definida como:

$$H = \frac{J \cdot \omega^2}{2 \cdot S_\beta} \quad (3.3)$$

Rearranjando, obtemos:

$$J = \frac{2HS_\beta}{\omega^2} \quad (3.4)$$

Substituindo e simplificando a equação, chegamos à expressão para a potência:

$$P = H \cdot \frac{d\Omega}{dt} \quad (3.5)$$

A equação mostra que a potência entregue ou absorvida por um sistema é proporcional a constante de inércia e a taxa de variação da velocidade angular normalizada no tempo. Essa expressão é fundamental em sistemas elétricos para descrever o comportamento dinâmico da frequência em resposta a variações de potência.

Para sistemas com inércia virtual, a dinâmica da variação de frequência (Δf) é derivada do balanço de momento angular:

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (3.6)$$

Sendo P_m é a potência mecânica e P_e a potência elétrica entregue a rede. Se substituirmos as derivadas e integrações, tem-se a resposta dinâmica da frequência para sistemas com inércia virtual:

$$\Delta f(t) = \frac{1}{H_{virt}} \cdot P_{controle}(t) \quad (3.7)$$

Exemplos de inércia virtual podem ser observadas na Austrália [39], onde, em 2018, a *Australian Energy Market Operator (AEMO)* exigiu que usinas fotovoltaicas fornecessem inércia virtual. Usinas como a *Bango Wind Farm* e a *Tailem Bend Solar* possuem inversores que ajustam rapidamente a potência de saída para estabilizar a frequência da rede, imitando a resposta de inércia dos geradores tradicionais. Além disso, o *Hornsedale Power Reserve* operado pela Tesla, exemplifica o uso de baterias de íons de lítio para fornecer inércia virtual, armazenando energia para picos de demanda e reagindo rapidamente a flutuações de frequência, estabilizando a rede e complementando a geração renovável variável.

3.4 Requisitos Técnicos para Integração dos Conjuntos Fotovoltaicos no SIN

As usinas fotovoltaicas devem cumprir certos requisitos técnicos para se conectarem ao SIN com o intuito de preservar os padrões de desempenho do Sistema Interligado Nacional. Esses requisitos foram definidos a partir de um conjunto de regras mínimas para a conexão de UFVs [40], [41].

Essas regras baseiam-se também no que foi desenvolvido para as usinas eólicas e são definidas pelo ONS nos seus Procedimentos de Rede, mais especificamente no que se trata dos acessos às instalações de transmissão. A seguir são destacados os principais requisitos técnicos mínimos para a integração de UFVs no SIN [41].

3.4.1 Requisitos Técnicos Gerais

Quando operando em frequências não nominais, as seguintes condições devem ser observadas:

- (a) desligamento instantâneo é permitido para operação abaixo de 56 Hz;
- (b) operação abaixo de 58,5 Hz por no mínimo 20 segundos é permitida;
- (c) operação entre 58,5 Hz e 62,5 Hz é permitida indefinidamente;
- (d) operação acima de 62,5 Hz por no mínimo 10 segundos é permitida, com o tempo de desligamento de proteção por sobrefrequência definido com base na avaliação do desempenho dinâmico para garantir a segurança operacional do SIN;
- (e) desligamento instantâneo é permitido para operação acima de 63 Hz. A Figura 3.4 resume as condições e faixas de operação da central geradora em frequências não nominais.

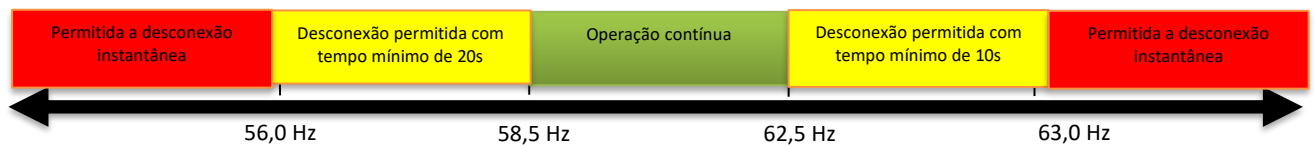


Figura 3.4 - Faixa de frequências não nominais com as condições de conectividade ao SIN.

Fonte: [41]

3.4.2 Modo de Controle

A determinação do modo de controle de uma usina fotovoltaica é baseada em critérios específicos. Para verificar se uma usina é capaz de operar no sistema elétrico, podem ser observados três aspectos distintos:

- controle de tensão;
- controle de potência reativa;
- controle do fator de potência.

É importante destacar que o modo de operação predominante das usinas fotovoltaicas é o controle de tensão, uma vez que este contribui para a manutenção do perfil de tensão do sistema. Geralmente, a tensão no barramento coletor da usina fotovoltaica é selecionada para ser controlada. No entanto, pode ser solicitado o controle da tensão no POI.

Quanto aos modos de controle de potência reativa e fator de potência, estes podem ser solicitados pelo ONS devido a necessidades específicas do sistema.

3.4.3 Geração e Absorção de Potência Reativa

De acordo com o ONS, a central de geração fotovoltaica deve propiciar os recursos necessários para operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto dentro do contorno indicado na Figura 3.5.

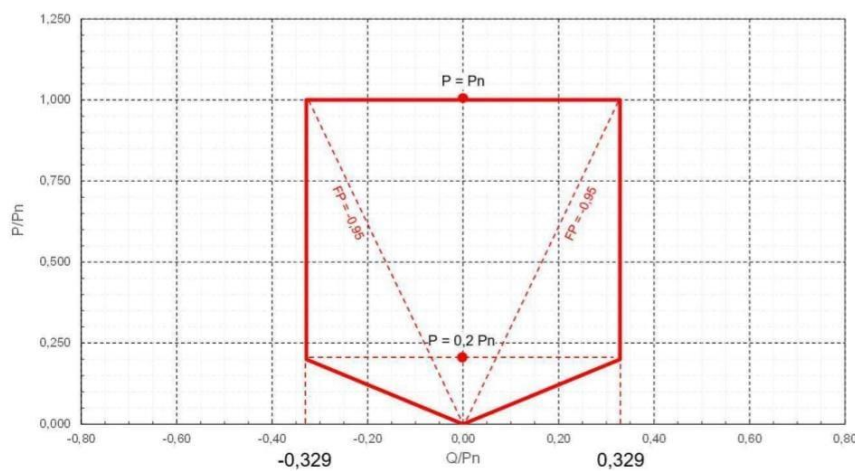


Figura 3.5 - Requisito de geração e absorção de potência reativa da central geradora fotovoltaica no POI, considerando a tensão próxima a nominal.

Fonte: [41]

Destaca-se que esta exigência é especificada para o ponto de conexão entre o POI e o terminal dos inversores. Acontecem perdas reativas que podem ser compensadas por bancos de capacitores ou sobredimensionamento dos inversores de modo a atender a esta demanda no ponto de conexão.

Observa-se no gráfico, quando a UFV opera em 100% da sua potência ativa nominal, deve ser capaz de fornecer, no mínimo, um fator de potência de 0,95 indutivo ou capacitivo. O requisito de suporte de potência reativa é reduzido [28], principalmente para harmonizar com o exigido das usinas eólicas. Essa redução não decorre de uma limitação intrínseca da UFV em baixa geração já que, tecnicamente, o inversor pode prover potência reativa mesmo com menor injeção de potência ativa, mas sim de alinhamento regulatório, como indicado na porção inferior da curva da Figura 3.5. Ademais, como mencionado anteriormente, existe a possibilidade de controle de potência reativa (*Q at night*) durante períodos sem geração ativa.

Vale ressaltar que, em períodos noturnos, quando a potência ativa é nula, é exigido que a UFV anule qualquer intercâmbio de potência reativa com o sistema, que possa ser gerado por suas instalações. Quando a faixa operativa de tensão no ponto de conexão está entre 0,950 e

1,050 pu, a exigência de atendimento do fator de potência em 0,95 indutivo ou capacitivo é mantida.

3.4.4 Suportabilidade a Subtensões e Sobretensões Dinâmicas

De acordo com o Submódulo 2.10 [41] dos Procedimentos de Rede, as usinas fotovoltaicas devem ser capazes de permanecer conectadas ao sistema elétrico diante de variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão com as instalações de transmissão ou distribuição, quando decorrentes de distúrbios na Rede Básica. Esse requisito é denominado *Voltage Ride Through* (VRT).

Essa exigência implica que, se a tensão nos terminais dos inversores permanecer dentro da região definida pelo requisito mínimo de VRT, ilustrado na Figura 3.6, não deve ocorrer a desconexão da central geradora. Tal curva aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, seja provocado por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo a avaliação considerar a fase que sofrer maior variação de tensão.



Figura 3.6 - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.

Fonte: adaptada de [41]

A área denominada “operação mandatória” na Figura 3.6 representa a capacidade mínima de suportabilidade exigida. Já a região de “desligamento permitido” não obriga a saída de operação, apenas autoriza o agente a realizá-la, se necessário.

A Figura 3.7 compara o requisito mínimo de VRT no Brasil com a capacidade de um inversor moderno. A curva de operação mandatória, expressa em termos de valor eficaz (*Root Mean Square* – RMS) da magnitude da tensão, deve ser respeitada para qualquer tipo de

distúrbio. Observa-se que inversores atuais possuem suportabilidade significativamente superior ao mínimo exigido pelo ONS, o que abre margem para uma atuação mais robusta. Assim, o projeto da proteção não deve se limitar a reproduzir a curva mínima regulamentar, mas sim explorar toda a capacidade operacional dos equipamentos, de modo a aumentar a resiliência da usina e a segurança do sistema elétrico.

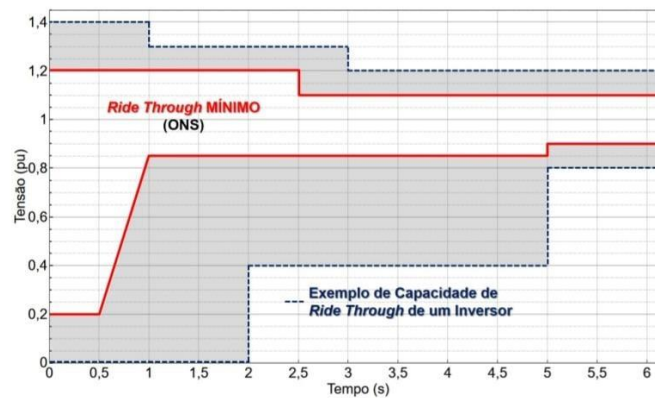


Figura 3.7 - Comparação entre o Voltage Ride Through mínimo e a capacidade geral de um inversor.

Fonte: [28].

3.4.5 Injeção de Corrente Reativa Sob Defeito

Durante variações transitórias de tensão, ilustrado na Figura 3.8, as unidades geradoras devem oferecer suporte a rede elétrica por meio de: (a) injeção de corrente reativa adicional para tensões de sequência positiva abaixo de 85%; e (b) absorção de corrente reativa adicional de sequência positiva para tensões acima de 110%. As unidades geradoras devem ser capazes de iniciar o fornecimento de corrente reativa em até 30 milissegundos após a detecção de falta (tempo de resposta do controle). A ativação desse recurso e a definição do valor de K (inclinação da reta) devem ser determinadas pelo ONS, levando em consideração as características do sistema onde a central geradora será conectada.

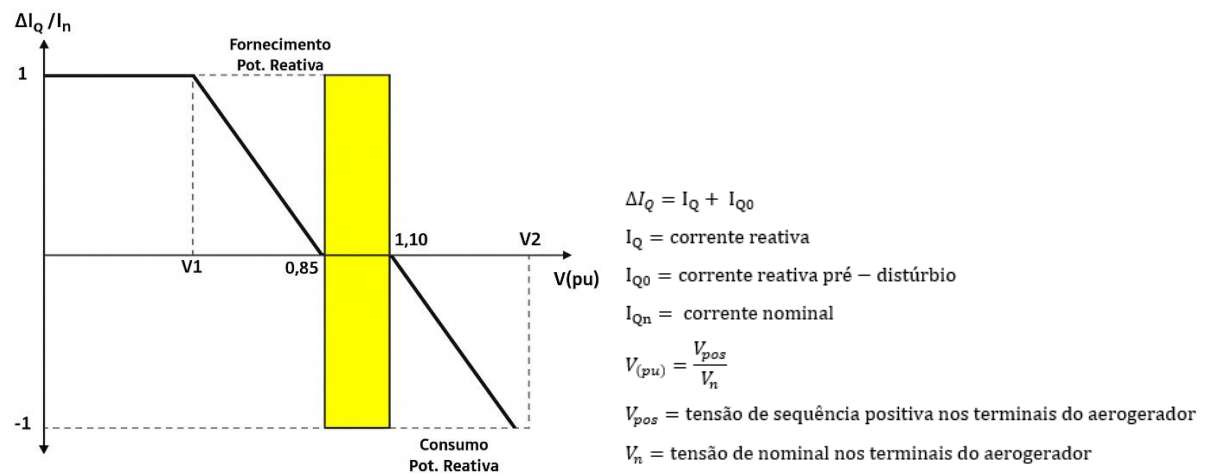


Figura 3.8 - Injeção de corrente reativa sob defeito.

Fonte: [41].

CAPÍTULO 4

Modelagem e Simulação de Centrais Geradoras Fotovoltaicas

4.1 Considerações Iniciais

A inserção da geração fotovoltaica no sistema elétrico, como discutido nos Capítulos 2 e 3, aumenta a complexidade operacional, podendo comprometer a segurança do sistema devido à redução da margem operativa e da inércia, o que afeta a resposta a contingências. Entender seus impactos na estabilidade elétrica, especialmente em situações de contingências é fundamental para apoiar o planejamento e a operação segura do sistema.

Este capítulo apresenta o modelo de uma usina fotovoltaica, os tipos de simulações em distúrbios, os conceitos de estabilidade, avaliação e região de segurança, além da ferramenta computacional utilizada. Tais fundamentos subsidiam a análise técnica dos efeitos da geração fotovoltaica na região Sudoeste do Nordeste.

4.2 Representação em Regime Permanente

O modelo de usinas fotovoltaicas em regime permanente tem como objetivo subsidiar os estudos de fluxo de potência, como o planejamento da expansão da transmissão, garantindo a conformidade com os padrões de desempenho exigidos para a continuidade da operação do Sistema Elétrico.

Uma UFV é formada por múltiplas unidades geradoras conectadas a rede por inversores. Contudo, em estudos de grandes sistemas interligados, é inviável criar modelos detalhados para cada inversor. Por isso, a representação da UFV tende a ser simplificada na forma de um único gerador que agrega toda a potência instalada na usina, apresentado na Figura 4.1 [28]. Para este

gerador fictício, pode ser considerado um grande inversor equivalentado que reproduz o comportamento médio dos inversores individuais das UFVs.

Através do estudo realizado em [40], demonstra-se, em diferentes testes, que o desempenho do modelo agregado de um único gerador é satisfatório quando se compara com a representação completa incluindo todos inversores.

A Figura 4.1 exemplifica a representação das UFV vista pelo ponto de conexão. Além do gerador equivalente, os transformadores também são equivalentados. Portanto, o conjunto é formado pelo gerador equivalente ligado ao barramento coletor por meio de uma única impedância.

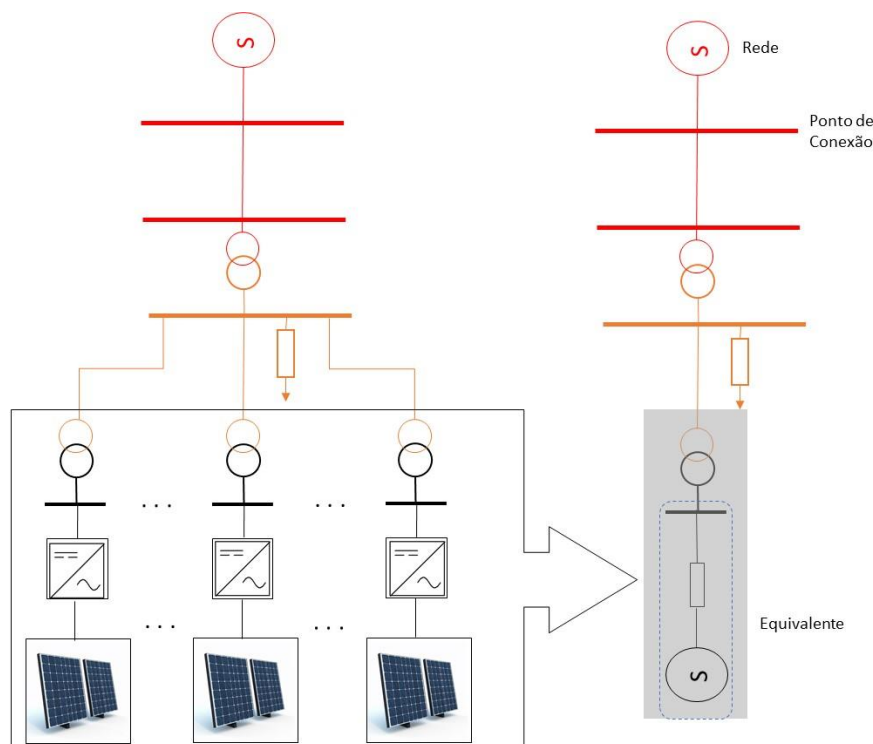


Figura 4.1 - Representação de uma usina fotovoltaica em regime permanente.

Fonte: [26].

O cálculo adequado dos parâmetros equivalentes da usina permite representar o fluxo de potência próximo ao ponto de conexão e avaliar o perfil médio de tensão nos terminais dos inversores da UFV [42]. Contudo, como em qualquer tipo de modelo, é necessário ter em mente suas limitações. Os painéis fotovoltaicos, por exemplo, estendem-se por uma área geográfica extensa, onde as impedâncias entre os terminais de cada inversor e o ponto de conexão podem mudar de modo significativo, acarretando variações da tensão no terminal dos inversores. Estes níveis de detalhes não são capturados com o modelo de gerador equivalente. Assim, deve-se

considerar que a modelagem em regime permanente fornece uma indicação da resposta média dos inversores da usina [28].

4.3 Simulação Dinâmica da Central Geradora Fotovoltaica

As ferramentas computacionais são essenciais para a simulação dinâmica e análise de sistemas de potência dado a crescente complexidade das redes elétricas.

Os estudos de dinâmica são catalogados a partir de um período associado diretamente a faixa de frequência do fenômeno e do evento analisado.

De modo geral, as perturbações podem ser classificadas em duas categorias: transitórios eletromagnéticos e transitórios eletromecânicos, vista na Figura 4.2 [43].

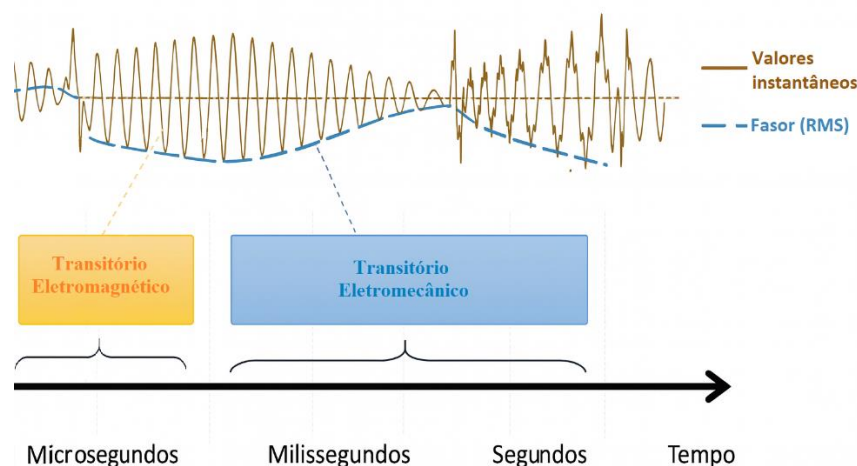


Figura 4.2 - Categorias de transientes encontradas em um sistema de potência.

Fonte: [43].

Nas análises de simulação de transientes eletromagnéticos, a janela de tempo de observação dos eventos ocorre em microssegundos, como evidenciado na curva laranja do gráfico da Figura 4.2. Quando as redes simuladas são compostas por milhares de barras, essa abordagem detalhada demanda longos tempos de processamento, tornando inviável uma representação integral.

Por outro lado, muitas análises de sistemas de potência requerem apenas a avaliação de transientes na frequência fundamental, também conhecidos como transientes eletromecânicos, cujas dinâmicas geralmente se encontram na faixa de milissegundos.

Foram desenvolvidas ferramentas computacionais inspiradas na solução de equações de Maxwell, que simplificam os modelos de equipamentos, possibilitando adequados resultados

de simulação e reduzindo o esforço computacional. Isto permite emular as oscilações de frequência baixa, natural de grandes sistemas interligados.

Os resultados fornecidos por essas ferramentas fasoriais de sequência positiva não são apresentados como formas de onda detalhadas, mas sim como amplitudes dos fasores de tensão, corrente, potência e ângulo de rotor, ilustrados pela curva pontilhada em azul na Figura 4.2.

São fundamentais modelagens adequadas dos diversos equipamentos para possibilitar a análise do fenômeno de interesse. Os modelos para a avaliação de transitórios eletromagnéticos tendem a ser mais completos, apresentando detalhadamente o equipamento modelado, onde os programas de estudo de transitórios eletromagnéticos tem por base a solução de equações diferenciais de circuitos trifásicos.

Por outro lado, os modelos para o estudo de transitórios eletromecânicos são menos precisos e levam em consideração algumas simplificações, representando apenas fenômenos na frequência fundamental para estudos sistêmicos de grandes sistemas interligados. A escolha do modelo mais adequado dependerá do fenômeno específico que se deseja investigar. Na análise deste trabalho, foi considerado o modelo RMS, associado a transitórios eletromecânico, tomando por referência os estudos feitos em [42].

4.3.1 Modelo *Root Mean Square* - RMS

O modelo *Root Mean Square* (RMS), conhecido também como modelo fasorial ou valor eficaz, é uma técnica matemática usada para representar grandezas elétricas, como tensão e corrente alternadas em um sistema elétrico, representando o valor médio de uma série de valores quadráticos. Ele é amplamente utilizado nos estudos de estabilidade de grandes sistemas conectados, especialmente relacionados aos transitórios eletromecânicos. Por meio do modelo RMS, é possível investigar a estabilidade frente a pequenas e grandes perturbações, abrangendo tanto a estabilidade de tensão quanto a de frequência.

Dado um sinal periódico $x(t)$ com período T , o valor eficaz (RMS) é definido matematicamente como:

$$X_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int x^2(t) dt} \quad (4.1)$$

Para um sistema elétrico com tensão ou corrente alternada, essa expressão representa a média quadrática da grandeza ao longo de um ciclo.

Se for considerar uma função senoidal pura, como uma tensão alternada:

$$x(t) = x_{pico} \cos(\omega t + \phi) \quad (4.2)$$

O valor eficaz pode ser obtido da seguinte forma

$$X_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int X_{pico}^2 \cdot \cos^2(\omega t + \phi) dt} \quad (4.3)$$

Utilizando a identidade trigonométrica:

$$\cos^2(\phi) = \frac{1 + \cos(2\phi)}{2} \quad (4.4)$$

E considerando que a integral do termo $\cos(2\omega t + 2\phi)$ ao longo de um período T se anula, tem-se:

$$X_{rms} = \frac{X_{pico}}{\sqrt{2}} \quad (4.5)$$

Esse resultado mostra que o valor eficaz é proporcional ao valor de pico dividido por $\sqrt{2}$ sendo uma métrica eficiente para representar grandezas alternadas.

As ferramentas de simulação dinâmica embasadas neste tipo de modelo foram desenvolvidas especificamente para analisar as oscilações eletromecânicas decorrentes da interação entre grandes máquinas síncronas presentes no sistema elétrico.

Esses programas se baseiam na representação de tensões e correntes na forma de fasores. Como sugere o nome do modelo, a magnitude dos fasores representa o valor eficaz RMS da amplitude do sinal senoidal de tensão e corrente.

Quanto ao método de solução, os *softwares* RMS optam por resolver equações algébrico-diferenciais no domínio fasorial, em vez de resolver equações diferenciais complexas no contexto do tempo, como nos programas EMT (*Electromagnetic Transient*). Essas simplificações permitem capturar o comportamento do inversor na frequência fundamental, ignorando transitórios de rápido chaveamento e simplificando os controles e funções de proteção que, de outra forma, exigiriam uma representação mais detalhada para reproduzir seu comportamento total.

O conhecimento das modelagens estática e dinâmica são essenciais para entendimento da estabilidade, os quais são apresentados a seguir.

4.4 Estabilidade Elétrica

Estabilidade é a capacidade que um sistema elétrico, em uma determinada condição de operação inicial, tem de se manter em um estado de equilíbrio, mesmo após ter sido submetido

a uma perturbação elétrica tais como: curtos-circuitos em equipamentos, ou até mesmo saída de grandes blocos de carga ou de geração. Como se pode ver em [44].

A estabilidade pode ser classificada como: angular, de frequência e de tensão. A Figura 4.3 apresenta a atual classificação [44], [45].

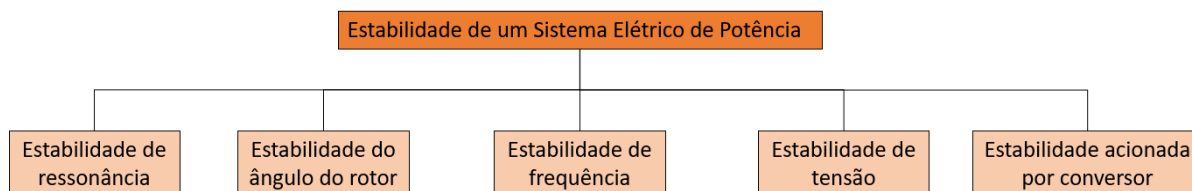


Figura 4.3 - Classificação de estabilidade de um sistema de potência.

Fonte: [44].

Nas subseções a seguir, são explicadas as modalidades de estabilidade existentes e a importância da avaliação de segurança dos sistemas de potência.

4.4.1 Estabilidade Angular

Estabilidade Angular refere-se à capacidade do sistema em manter as unidades geradoras em sincronismo em determinadas condições de operação e eventos, especialmente nos casos em que variações eletromecânicas e o comportamento dos geradores frente as oscilações são relevantes.

Há uma importância significativa dos impactos naturais nesse tipo de estudo que permitem a avaliação da estabilidade angular em duas situações distintas. Na primeira, observam-se os sincronismos das unidades geradoras do sistema em situações de pequenas perturbações, como as flutuações naturais das cargas. Nesse caso, os impactos são considerados irrelevantes, permitindo o uso de equações linearizadas.

Por outro lado, na segunda situação, quando se estuda a estabilidade angular diante de grandes impactos, como curtos-circuitos e perda de grandes blocos de geração, as equações não devem ser linearizadas. Nesses casos, as soluções do sistema são obtidas por métodos de resolução de equações diferenciais não-lineares [45].

4.4.2 Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência é a capacidade do sistema de potência em manter a frequência de uma faixa nominal, depois de uma severa perturbação no sistema que tem por resultado um desequilíbrio entre a geração e a carga, levando em consideração as variações do sistema que podem ou não o dividir em subsistemas [46].

Essa habilidade depende da capacidade do sistema em restaurar o equilíbrio entre a geração e carga considerando mínima as possíveis perda de carga. Consequentemente, respostas impróprias dos equipamentos devidas a fraca coordenação de controle e segurança e uma pequena reserva girante de geração, podem levar o sistema a um estado de não estabilidade de frequência.

Os resultados do Controle Automático de Geração (CAG), perfil da carga e o alcance de limites de transformadores são relevantes nesta análise. A simulação não-linear no domínio do tempo, tendo um espaço de tempo de estudo estendido é a mais indicada para esta análise [47].

Em relação ao SIN, a geração fotovoltaica pode influenciar a resposta de frequência e a oscilação entre áreas, mas pode ser controlada para mitigar esses impactos [48]. Como ação, foram implementados esquemas regionais de alívio de carga por subfrequência onde desligam automaticamente blocos de carga por estágios previamente estabelecidos assim que a frequência do sistema atinge um patamar estabelecido, visando encontrar um equilíbrio entre carga e geração, evitando um colapso geral do sistema.

Além de realizar o acompanhamento, o ONS também é responsável por estudar e definir os ajustes do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) em cada região do SIN, de modo a garantir que os montantes de corte estejam adequados às condições operativas e aos requisitos de segurança elétrica do sistema. [49]

4.4.3 Estabilidade de Tensão

Por fim, estabilidade de tensão é a capacidade do sistema elétrico de se manter em condições adequadas de tensão, tanto em condições normais quanto em condições de perturbação do sistema [45].

A instabilidade de tensão pode se apresentar de diferentes modos, variando os elementos de controle de tensão e as características das cargas. Portanto, análogo ao caso da estabilidade

angular, a estabilidade de tensão pode ser analisada para pequenos impactos e para grandes impactos.

Se o sistema é avaliado frente a um pequeno impacto, por exemplo, uma mudança normal de carga, as equações podem ser linearizadas em um determinado ponto de operação. Por outro lado, a estabilidade de tensão transitória determina a capacidade do sistema de potência em manter um perfil adequado na tensão das barras após a ocorrência de uma grande perturbação, como desligamento de elementos importantes, curtos-circuitos em linhas de transmissão, alteração rápida e substancial no equilíbrio da carga ou de sua geração.

As definições de Estabilidade delineiam o contexto para a apresentação do conceito de avaliação da segurança do sistema, uma vez que a estabilidade é um componente fundamental da segurança elétrica.

4.4.4 Estabilidade Acionada Por Conversores

A estabilidade acionada por conversores corresponde a fenômenos de instabilidade associados a equipamentos de eletrônica de potência conectados ao sistema elétrico, tais como parques eólicos, usinas fotovoltaicas, sistemas de CCAT - Corrente Contínua em Alta Tensão (HVDC - *High-Voltage Direct Current*) e dispositivos FACTS - *Flexible Alternating Current Transmission Systems*. Diferentemente das máquinas síncronas, os conversores possuem controles rápidos e flexíveis, que interagem diretamente com a rede elétrica por meio de estratégias como controle de corrente, tensão, potência ou sincronismo. Essa interação pode, em determinadas condições, originar modos de oscilação adicionais e até instabilidades, mesmo quando o sistema aparenta estar operando dentro de limites tradicionais de estabilidade.

Esses fenômenos podem ser classificados em duas categorias principais. A primeira é a de interações lentas, geralmente abaixo de 10 Hz, associadas ao acoplamento entre controles dos conversores e a dinâmica eletromecânica do sistema. Tais interações podem resultar em oscilações semelhantes às de pequeno sinal, mas cuja origem está vinculada à estratégia de controle e não à inércia natural das máquinas. A segunda categoria é a de interações rápidas, que ocorrem em faixas de dezenas a centenas de hertz, muitas vezes relacionadas a ressonâncias harmônicas entre os laços internos de controle do conversor e a impedância da rede. Essas oscilações podem comprometer a qualidade da energia e provocar falhas nos controles ou desligamentos intempestivos de unidades.

Do ponto de vista prático, a estabilidade acionada por conversores tornou-se uma preocupação crescente na medida em que aumenta a participação de fontes renováveis na matriz elétrica. Com a redução da inércia total do sistema e a maior dependência de controles digitais, o risco de instabilidade passa a depender mais dos parâmetros de controle dos conversores e das características da rede (forte ou fraca). Por esse motivo, novas metodologias de análise e modelos detalhados de controle têm sido incorporados para avaliar e mitigar tais fenômenos. Além disso, estratégias como o uso de inércia sintética e suporte dinâmico de potência reativa vêm sendo exploradas para reduzir os impactos dessas instabilidades, assegurando a operação segura e confiável do sistema interligado.

4.4.5 Estabilidade de Ressonância

A estabilidade de ressonância refere-se à capacidade do sistema de potência de evitar instabilidades resultantes de interações ressonantes entre elementos elétricos e/ou mecânicos. Essas interações ocorrem quando há coincidência entre frequências naturais de componentes do sistema e frequências de excitação provenientes da rede ou de dispositivos de controle, podendo levar a oscilações crescentes e à perda da operação segura.

Esse fenômeno é subdividido em duas categorias principais. A primeira é a ressonância elétrica, que se manifesta principalmente em frequências subsíncronas e pode estar associada a linhas de transmissão com compensação série, máquinas de indução ou equipamentos eletrônicos de potência. Casos típicos incluem a *Subsynchronous Resonance* (SSR) e a *Subsynchronous Control Interaction* (SSCI), nas quais a interação entre a rede e os controles de conversores ou geradores resulta em oscilações potencialmente instáveis. A segunda é a ressonância torcional, que envolve a interação entre modos mecânicos de turbinas e geradores com a rede elétrica, ocasionando oscilações no eixo mecânico. Esse tipo de ressonância pode causar esforços adicionais nos conjuntos turbina-gerador e até falhas estruturais em equipamentos.

Do ponto de vista prático, a estabilidade de ressonância é especialmente relevante em sistemas com linhas longas e compensadas série, bem como em cenários de crescente penetração de fontes renováveis conectadas via conversores. Nessas condições, a possibilidade de interações eletromecânicas e eletromagnéticas aumenta, exigindo estudos detalhados e o uso de modelos específicos para avaliar o comportamento do sistema em diferentes condições operativas. Medidas de mitigação incluem o ajuste dos parâmetros de compensação, a aplicação

de filtros, a modificação dos controles de conversores e a introdução de esquemas de proteção dedicados.

4.5 Avaliação da Segurança

A avaliação de segurança refere-se ao grau de risco na capacidade de um Sistema Elétrico de Potência sobreviver a possíveis distúrbios, mantendo o serviço ininterruptos ao consumidor. Isso abrange tanto a solidez do sistema quanto sua capacidade de lidar com eventos elétricos possíveis, tanto em condição de operação normal quanto em eventos adversos [50].

Partindo dessa definição e da definição de estabilidade elétrica, é possível considerar que um sistema possa ser considerado estável e, ao mesmo tempo, inseguro. No entanto, para que um sistema seja considerado seguro, além de ser estável, ele deve ser capaz de suportar distúrbios, tornando-se confiável.

Um sistema de potência operando em regime permanente sujeita-se a três tipos principais de restrições, definidos em [51]:

- **Restrição de Operação:** refere-se aos limites operativos impostos ao sistema, incluindo a magnitude das tensões, os fluxos de potência em linhas de transmissão e transformadores, e as alterações de potência reativa que podem ocorrer nas barras de tensão controlada;
- **Restrição de Carga:** envolve as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga e geração, baseadas nas equações de fluxo de potência;
- **Restrição de Segurança:** relaciona-se a associação de perturbações as quais o sistema está sujeito, podendo levar a instabilidades angulares e de tensão.

Com base nessas restrições, é possível definir quatro estados possíveis de operação de um sistema elétrico:

- **Seguro:** todas as condições restritivas são obedecidas, atendendo plenamente a demanda sem violar os limites operativos, tanto em situações normais quanto em contingências;
- **Alerta:** violam-se as restrições de carga e/ou operação durante perturbações, embora a carga total seja suprida dentro dos limites operativos. Contudo, em contingências, essas restrições podem ser violadas;
- **Emergência:** ocorre a violação de algum limite operativo;

- **Restaurativo:** quando uma condição de emergência é corrigida pelo desligamento de partes do sistema, sacrificando sua integridade para preservar as restrições de operação.

As transições entre estes estados operativos podem ocorrer em consequência de alterações na topologia do sistema, perturbações, ou em ações de controle para garantir um certo grau de segurança.

Portanto, a avaliação de segurança é essencial para embasar decisões corretivas e preventivas que possam direcionar o sistema de uma situação de alerta ou emergência para uma região segura [52]. É crucial dispor de ferramentas analíticas capazes de prever o colapso de tensão e quantificar as margens de estabilidade e os limites de transferência de potência em redes complexas, identificando pontos vulneráveis e áreas suscetíveis a instabilidades, além de fornecer indicadores de sensibilidade para a adoção de ações corretivas.

4.6 Organon

Modelos computacionais desempenham um papel crucial nas análises elétricas necessárias para o planejamento e operação eficientes do sistema elétrico de potência. Embora o mercado atual ofereça diversas ferramentas que produzem respostas em regime estático, dinâmico e realizam análises de segurança elétrica, frequentemente é necessário recorrer a múltiplas ferramentas para obter os resultados desejados. Isso requer um maior investimento em licenças e conhecimento das diferentes plataformas, resultando em uma abordagem fragmentada e exigindo mais tempo para a avaliação elétrica.

Para superar esse desafio e outros, foi desenvolvida uma ferramenta que integra análise estática, dinâmica e avaliação de segurança em um único resultado: o Organon. Esta ferramenta, de propriedade privada do Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim, mantida pela empresa HPPA [53].

A ferramenta utiliza computação de alto desempenho e algoritmos robustos, com processamento distribuído para reduzir o tempo de resposta das análises. Pode ser utilizado de forma autônoma ou integrado a um Sistema de Supervisão e Controle (SSC). [54], [55].

O programa oferece uma variedade de funcionalidades, incluindo análises de segurança estática, como a avaliação de contingências pré-definidas e a criação de gráficos das regiões de segurança estática e dinâmica. Suporta estudos de fluxo de potência, utilizando o método convencional de Newton-Raphson ou o método sólido de Fluxo de Potência de Dinâmica Sintética (FPDS), especialmente útil em situações em que métodos convencionais não são

suficientes para obtenção de resultados. Além disso, oferece análise de sensibilidade e recursos como a criação de diagramas unifilares compatíveis com arquivos de entrada de programas do CEPEL (ANAREDE e ANATEM) e geração de relatórios compatíveis com programas de análise estática [54].

Em termos de análise dinâmica, o Organon permite a execução de análises de estabilidade eletromecânica que inclui a identificação de instabilidades através da análise de *Prony* que permite a inclusão das não-linearidades do sistema elétrico [54].

Entre as principais funções do Organon estão:

- Análise Estática: Fluxo de Potência Convencional, Continuado e Ótimo, Análise de Contingências, Sensibilidade, Redespachos de Geração, Equivalente de Rede e Curto-Circuito;
- Análise Dinâmica: Simulação Convencional, Análise de Contingências Dinâmica, Equivalente de Dinâmico, Simulação Híbrida;
- Avaliação de Segurança: Estática, Dinâmica e Preditiva.

O Organon emprega um conjunto de arquivos, cada um identificado por uma extensão específica, tais como .prm, .evt, .ctg, .def, .dyn, .sps, .spt, .dat, e .pwf, apresentados a seguir nesta ordem. Cada extensão corresponde a um tipo distinto de arquivo utilizado pelo Organon para diversos propósitos no âmbito da simulação e análise de sistemas elétricos. A seguir, apresenta-se uma concisa explicação de cada um que serão utilizados no estudo proposto:

- .prm: Arquivo de parâmetros. Ele contém os parâmetros de configuração do modelo de simulação, como configurações de tempo de simulação, passos de integração, tolerâncias numéricas, entre outros;
- evt: Arquivo de eventos. Ele contém informações sobre eventos específicos que podem ocorrer durante a simulação dinâmica, como mudanças nas condições de operação, perturbações na rede elétrica, entre outros;
- .ctg: Arquivo de contingências. Este arquivo lista as diferentes condições de contingência em regime permanente que podem ser simuladas, como a abertura de linhas de transmissão, entre outros;
- .def: Arquivo de definição. Ele contém definições de grupos de geradores, fluxos, acompanhamento de áreas, entre outros.
- .dyn: Arquivo de dinâmica. Este arquivo contém informações sobre os modelos de componentes dinâmicos do sistema elétrico, como modelos de geradores hidráulicos, térmicos, eólicos e solares, excitação, sistemas de controle de tensão, entre outros,

utilizados para simular o comportamento dinâmico do sistema em resposta a eventos transitórios e dinâmicos.

- .sps: Arquivo associado aos esquemas especiais de proteção. Este arquivo contém configurações adicionais para a simulação, como aberturas de linhas e transformadores em determinadas condições, entre outros.
- .spt: Arquivo de script. Este arquivo pode conter scripts ou comandos para automatizar tarefas específicas durante a simulação ou pós-processamento de resultados.
- .dat: Arquivo de dados. Contém informações específicas necessárias para a execução de simulações ou análises no *software*. Esse arquivo geralmente armazena dados de entrada do usuário, como parâmetros de configuração do sistema elétrico, características dos componentes do sistema, condições operacionais iniciais, entre outros. No planejamento do ONS ele é utilizado para equivaler vários geradores existentes de uma usina em um único gerador, permitindo que seja excursionado ao máximo para alcançar valores extremos de fluxos.
- .pwf: O arquivo, oriundo do ANAREDE, é usado no Organon para representar os dados de fluxo de potência em um sistema elétrico. Ele contém informações detalhadas sobre as variáveis de estado do sistema elétrico, como tensões, ângulos de fase, potências ativas e reativas, fluxos de potência nas linhas de transmissão, entre outros. Esses dados são geralmente gerados após a execução de uma simulação de fluxo de potência. O arquivo .pwf armazena esses resultados para permitir análises posteriores, como cálculos de perdas de energia, avaliação de sobrecargas em equipamentos, determinação de margens de segurança operacional, entre outros.

Além dos mencionados anteriormente, também são utilizados arquivos de resultados (.out ou .rsl), contendo os resultados das simulações, e arquivos de modelo (.mod), descrevendo os componentes do sistema elétrico. Os arquivos de biblioteca (.lib) armazenam modelos genéricos de componentes, facilitando a configuração de simulações complexas. Esses arquivos são essenciais para modelagem e análise precisas dentro do Organon.

Um dos principais usuários do Organon é o ONS. Para a organização, o maior desafio é aprimorar o uso dos recursos disponíveis sem comprometer a qualidade nos níveis de segurança do sistema. A partir desse princípio, o uso de regiões de segurança é de suma importância, tanto para os estudos de planejamento e programação da operação elétrica quanto para a operação

em tempo real. [56], [57]. No próximo item, são detalhadas as regiões de segurança obtida através da ferramenta.

4.7 Regiões de Segurança

O programa Organon é uma ferramenta versátil que pode ser utilizada para avaliar a segurança de sistemas de potência, abordando tanto problemas estáticos de Avaliação da Estabilidade de Tensão (*Voltage Stability Assessment* - VSA) quanto dinâmicos de Avaliação da Segurança Dinâmica (*Dynamic Security Assessment* - DSA). Essas análises resultam em Regiões de Segurança Estática (RSE) e Regiões de Segurança Dinâmica (RSD), respectivamente [58], [59]. O objetivo primordial do uso de sistemas de avaliação de segurança é garantir uma operação elétrica mais segura e confiável, e para isso, busca-se [59]:

- Identificar e avaliar pontos de operação em situações normais e contingências previstas;
- Determinar os limites de segurança em torno desses pontos;
- Avaliar a capacidade de transmissão de energia entre diferentes regiões;
- Identificar as contingências mais restritivas;
- Realizar estudos de diferentes combinações de contingências para tomar ações preventivas ou corretivas.

A visualização da região de segurança do Organon é realizada através de nomogramas, que consistem em diagramas destinados a representar diversos problemas e cálculos do sistema elétrico de maneira gráfica, com base em referências conhecidas. Esses nomogramas tornam-se instrumentos altamente eficazes para análises de segurança, sendo amplamente utilizados no ambiente operacional, bem como nos processos relacionados ao planejamento da operação e expansão.

Para calcular uma região de segurança, é fundamental estabelecer os seguintes elementos a partir de um ponto de operação selecionado:

- Delimitar a área a ser monitorada para a análise de segurança;
- Determinar um conjunto de contingências relevantes para a área monitorada;
- Definir os grupos de usinas ou de carga que exercem influência nos resultados dos eventos selecionados para a área monitorada.

O cálculo da região de segurança envolve avaliar a condição do sistema elétrico em um ponto de operação do caso inicial analisado, bem como em seus arredores [58]. A região de segurança é determinada pela interseção dos limites associados a cada uma das contingências, sendo visualizada por meio da projeção em planos definidos por pares dos grupos de geração ($G1 \times G2$, $G1 \times G3$ e $G2 \times G3$), exemplificado na Figura 4.4. Além dos nomogramas de geração, há a possibilidade de configurar um quarto gráfico, no qual as variáveis dos eixos são escolhidas de forma arbitrária, como dois intercâmbios relevantes para o sistema analisado.

Para analisar a região de segurança, é crucial definir os três grupos de geração: G1, G2 e G3. Geralmente, os grupos G1 e G2 consistem nas unidades geradoras dentro da área de estudo cuja potência ativa de despacho será modificada. Por outro lado, o grupo G3 prioriza unidades geradoras localizadas fora da área de estudo, uma vez que, para a análise, a carga é considerada constante e não monitorada diretamente na região de segurança. Portanto, é necessário estabelecer esse terceiro grupo de geração para equilibrar a potência ativa resultante do aumento ou da redução conjunta da geração nos dois grupos principais, como representado na Figura 4.4.

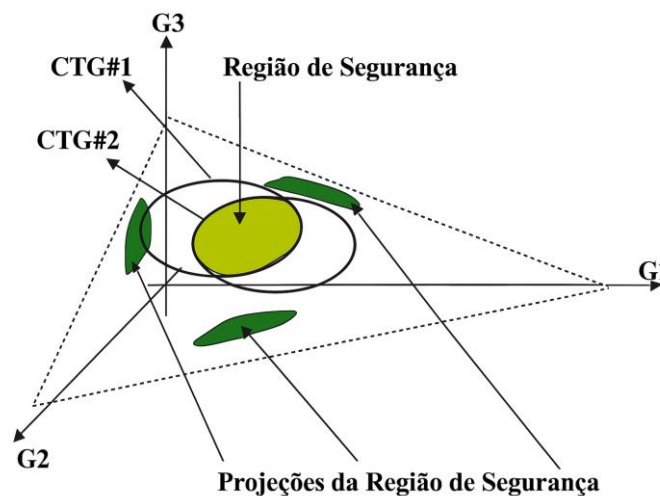


Figura 4.4 - Convergência dos limites da região de segurança de cada contingência.

Fonte: [55].

Para cada novo ponto de operação, alcançado com o arranjo de despachos diferentes entre os grupos de geração estabelecidos, é gerada uma lista de contingências até que se encontre uma violação de tensão, de carregamento ou de estabilidade.

Quando encontrados dois pontos de operação consecutivos, um convergente e outro não convergente, usa-se o método de busca binária a fim de achar o limite da região de segurança, esse processo é apresentado na Figura 4.5, na qual, ao se ultrapassar a fronteira de segurança, o intervalo de busca é reduzido sucessivamente pela metade, retornando na direção do ponto

seguro. Caso o limite ainda não seja alcançado, o processo é repetido até que se identifique o ponto limite considerado seguro.

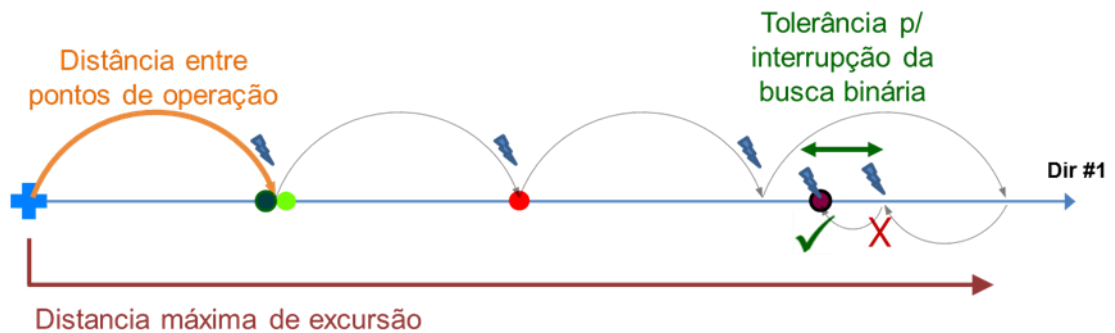


Figura 4.5 - Método de busca binária para encontrar o limite da região de segurança.

Fonte: [54].

Terminada a excursão em todas as direções, a região de operação segura é demarcada por uma fronteira de pontos onde, depois deles, ocorre alguma violação dos limites definidos, apresentado na Figura 4.6.

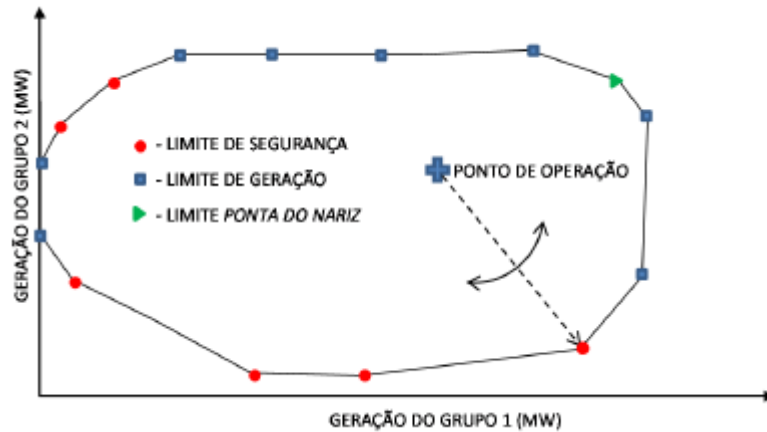


Figura 4.6 - Processo de cálculo da região de segurança.

Fonte: [54].

Durante a construção da região de segurança, no excursionamento direcional, existe a possibilidade de atingir um ponto em que a condição é caracterizada pelo esgotamento do suporte de tensão em um corredor transmissão. Esse ponto é conhecido como limite do tipo "ponta do nariz" ou Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em rede completa, demonstrado no nomograma da Figura 4.6.

Nesta figura também é destacado o limite de segurança que é determinado pela interseção dos limites de estabilidade eletromecânica para todas as contingências pré-definidas pelo

usuário. Isso viabiliza o monitoramento da segurança de um sistema de potência por meio de uma inspeção visual clara, atendendo assim as necessidades dos analistas.

Tal sistema, funcionando em regime permanente, pode estar sujeito a três tipos de restrições: Carga, Operação e Segurança. [55]. Além disso, existem quatro classificações quanto ao estado de operação do sistema: Seguro, Alerta, Emergência e Restaurativo.

Para exemplificar a interpretação dos resultados de uma região de segurança feita pelo ORGANON, foi criado um nomograma como exemplo, representado através do nomograma abaixo destacado na Figura 4.7.

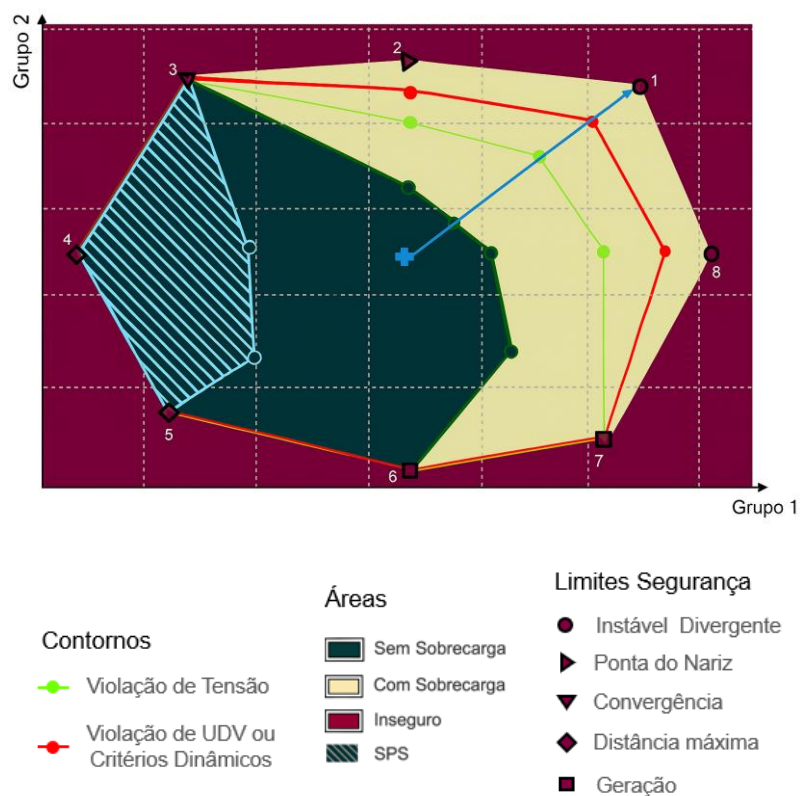


Figura 4.7 - Região de segurança gerada pelo Organon.

Fonte: [54].

A interpretação dos resultados apresentados no nomograma pode ser feita por uma simples inspeção visual, podendo observar possíveis violações e redefinir o despacho de geração essenciais para mudar a localização do ponto de operação para uma área segura. A interpretação da área de segurança é feita da seguinte forma, segundo [56]:

- **Cruz em azul:** representa o ponto de operação do caso base, a partir do qual se origina a região de segurança;
- **Área verde escura:** nessa área, o sistema é operado com segurança, sem violações de limites, na ocorrência das contingências estabelecidas;

-
- **Área bege:** nessa região, o sistema é operado com segurança, porém com violação de limite térmico, na ocorrência de pelo menos uma das contingências estabelecidas;
 - **Área vinho:** nessa área, o sistema opera de maneira insegura porque existe ao menos uma contingência que pode gerar instabilidade;
 - **Contorno vermelho:** esse contorno mostra os pontos de limites dinâmicos de operação do sistema ou de alguma variável monitorada, como uma inequação ou fluxo de intercâmbio entre regiões elétricas.
 - **Contorno verde claro:** dentro desse contorno, o sistema atua com segurança e não existe violação dos limites de tensão nas barras monitoradas.

Além disso, existem as UDV, que correspondem a variáveis definidas pelo usuário no Organon, utilizadas para o monitoramento de possíveis violações de critérios dinâmicos durante a análise da Região de Segurança.

Quando não acontece a violação de nenhum limite do tipo térmico ou de tensão em uma direção, o contorno associado a esse limite é traçado exatamente sobre o contorno do limite de segurança.

O programa gera uma tabela denominada *Report Table*, na qual são indicados os pontos de limite atingidos em cada direção. Esse recurso organiza os resultados dos cálculos e simulações realizados no Organon, apresentando informações relevantes — como tensões, fluxos, margens de segurança e violações — de forma estruturada para análise e interpretação dos estudos.

Outra informação apresentada é a do tipo “não convergente”, a qual se pode dar por uma falta de instabilidade numérica do caso, podendo esta ser tratada no caso base, levando em consideração também a hipótese de ser por um mau condicionamento do sistema não linear, devido à falta de ajustes de controle do caso.

Estes apontamentos podem ser relevantes quanto os limites da região de segurança naquela direção. Em caso de violação de algum critério durante o transcorrer do processo de deslocamento em uma direção, o ponto com a violação deve ser identificado. De modo geral os tipos de limites gerados pelo Organon na montagem da região de segurança são descritos em [56]:

SR Limit: está ligado aos limites de segurança estática e dinâmica. Para a região de segurança estática, esse código tem o significado que além desse ponto alguma contingência

não converge. Já para a região de segurança dinâmica, esse código tem o significado que além desse ponto alguma contingência não é estável.

Gen Limit: indica que, pelo menos, um dos grupos geradores, atingiu seu limite seja ele, mínimo ou máximo de geração;

Nose curve: indica que, o sistema chegou à capacidade máxima de transmissão, ou seja, o seu máximo carregamento;

Security Limit: indica que, além desse ponto o sistema encontra-se em um ponto não seguro, ou seja, em pelo menos uma das contingências, o fluxo de potência não converge ou indica sistema que não é estável.

T Limit: indica o limite térmico dos equipamentos, ou seja, a capacidade de carregamentos.

V Limit: indica a faixa operativa de tensões estabelecidas pelos Procedimentos de Rede.

Com o objetivo de obter um grau de segurança adequado de um sistema elétrico, torna-se fundamental a avaliação de segurança no estudo de expansão e planejamento do sistema elétrico, como as regiões do SIN, visando reduzir ou eliminar problemas que possam comprometer sua segurança futura. Também importante em Tempo Real, faz-se necessário a utilização de ferramentas estáticas e dinâmicas avançadas, capazes de computar de forma eficiente e eficaz os limites operacionais e de segurança, apresentando as condições para a operação segura.

CAPÍTULO 5

Estudo de Caso na Região Sudoeste do Nordeste

5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta a aplicação prática dos conceitos discutidos anteriormente, por meio de um estudo de caso focado na região Sudoeste do Nordeste do SIN. Com base nas Regiões de Segurança, são avaliados os impactos da alta inserção de geração fotovoltaica sobre a segurança elétrica regional. As simulações foram conduzidas utilizando a ferramenta computacional Organon, considerando diferentes cenários operativos para análise comparativa.

5.2 Condições Iniciais

Partindo da perspectiva de apresentar o período e consequentemente as condições do SIN na região escolhida do estudo do caso, foram consideradas as Diretrizes Elétricas de Curto Prazo referente ao 1º Quadrimestral de 2024 [12], elaboradas pelo planejamento elétrico do ONS.

Esses documentos estabelecem diretrizes operativas essenciais para o funcionamento do SIN em um horizonte temporal de curto prazo, geralmente de um quadrimestre, garantindo a segurança, confiabilidade e eficiência do sistema elétrico. Entre as informações contempladas estão a programação da operação, restrições operativas, procedimentos, além da avaliação e acompanhamento operativos.

Este capítulo visa apresentar o desempenho elétrico do SIN na região em estudo durante o primeiro quadrimestre de 2024, levando em conta a significativa presença de fontes fotovoltaicas na região.

5.3 A Região Sudoeste do Nordeste do SIN

A área do SIN escolhida para a análise é a que atende a área Sudoeste do subsistema Nordeste que inclui a região oeste do estado da Bahia (interior da Bahia) e parte do estado de Pernambuco. Esta área é suprida por meio de uma extensa rede de transmissão em 230 kV, com 926 km de extensão [12], originada na UHE Sobradinho e atravessando as subestações listadas na Tabela 5.1, de acordo com a instrução normativa Operação Normal da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste (IO-ON.NE.2SO), revisão 123 [60].

Tabela 5.1 - Subestações pertencentes a região em estudo.

Instalações			
SE Araçás	SE Babilônia Sul	SE Barreiras	SE Barreiras II 230 kV
SE Bom Jesus da Lapa	SE Bom Jesus da Lapa II 230 kV	SE Brotas de Macaúbas	SE Caetité A
SE Caetité 123	SE Caetité Norte	SE Campo Formoso	SE Campo Largo
SE Delfina	SE Folha Larga	SE Folha Larga Sul	SE Gentio do Ouro I
SE Gentio do Ouro II 230 kV	SE Igaporã II	SE Igaporã III 230 kV	SE Irecê
SE Jaguarari	SE Juazeiro da Bahia II	SE Juazeiro da Bahia III	SE Juazeiro Solar
SE Laranjeiras	SE Morrão	SE Morro do Chapéu II	SE Ourolândia II 230 kV
SE Pindaí II	SE Rio Formoso II	SE Rio Grande II	SE São Vitor
SE Senhor do Bonfim II	SE Sobradinho 230 kV	SE Sol do Sertão 34,5 kV	SE Tabocas do Brejo Velho
SE Tanque Novo	LT 138 kV Rio Grande / Rio Grande II - C1(J3)	LT 138 kV Rio Grande III / Barreiras - C1(C2)	LT 138 kV Rio Grande III / Rio Grande - C1(C3)

Fonte: [60]

De acordo com o relatório técnico RT - ONS DPL 0628/2023 [12], o sistema de distribuição citado, de propriedade das distribuidoras Neoenergia COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia) e Neoenergia Pernambuco, é composto por redes de distribuição em níveis de 69 kV e 138 kV.

As Linhas de Transmissão de 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, Igaporã III - Janaúba 3 C1 e C2, e Rio das Águas - Arinos 2 estabelecem a conexão desta região elétrica com o estado de Minas Gerais, integrando os subsistemas Nordeste e Sudeste. Contribuindo para a conexão entre regiões, as LTs 500 kV Rio das Águas - Serra da Mesa e Rio das Águas - Luziânia conectam os estados da Bahia (Nordeste) e Goiás (Centro-Oeste).

O sistema elétrico de transmissão da área em estudo é apresentado de forma sucinta nas Figuras 5.1 e 5.2. Ressalta-se que os gráficos evidenciam a rede de transmissão, devendo ser consideradas, na região, as subestações de geração intermitente.

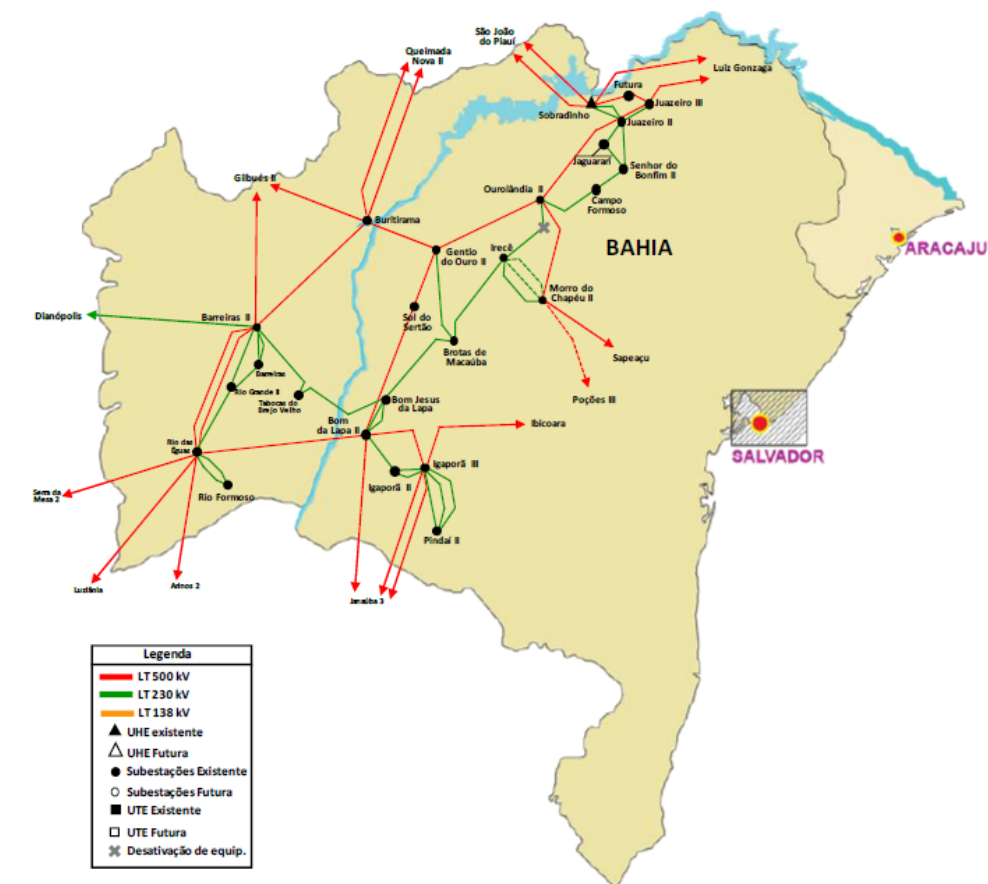


Figura 5.1 - Apresentação geográfica da área elétrica da região em estudo.

Fonte: [12]

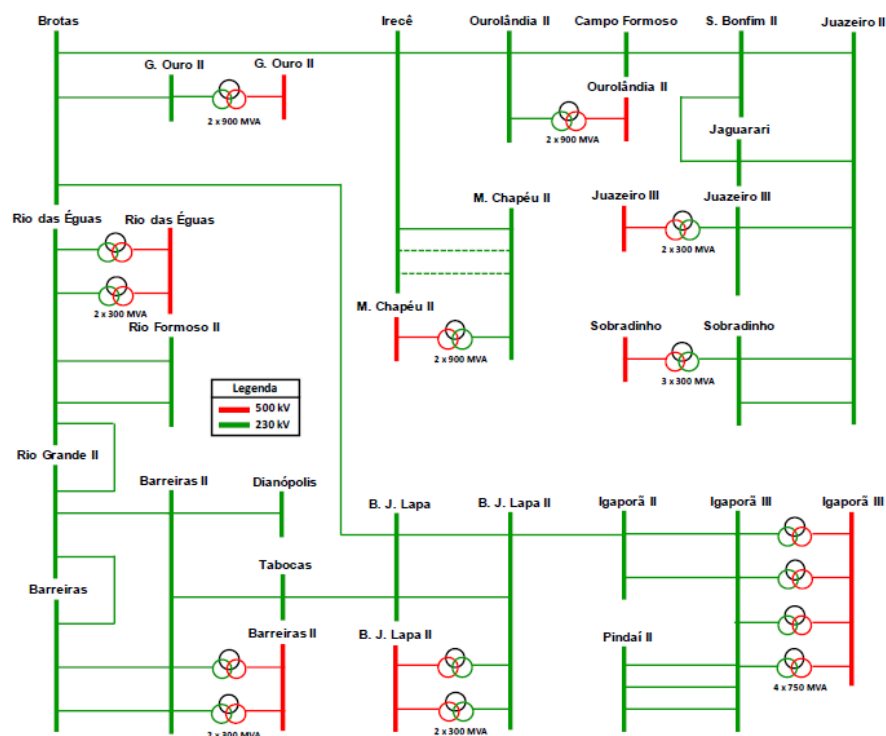


Figura 5.2 - Topologia elétrica das subestações de transmissão da região em estudo.

Fonte: [12].

A área em questão tem um papel fundamental na energia do Subsistema Nordeste, especialmente pelo elevado potencial eólico e fotovoltaico. Ressalta-se o papel fundamental dessa geração em cenários de seca da Bacia do Rio São Francisco e das Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) que estão inseridas no Sistema de Distribuição da Neoenergia Coelba.

O suprimento às cargas dessa região é realizado através das subestações de Rede Básica apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Linhas de transmissão e equipamentos pertencentes à área 230 kV Sudoeste do Nordeste.

Linhas de Transmissão e Equipamentos também Pertencentes à Área 230 kV Sudoeste do Nordeste		Fronteira com a Área
Instalação	Linha de Transmissão / Equipamento	
Barreiras II	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste
Bom Jesus da Lapa II	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste
Gentio do Ouro II	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste
Igaporã III	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste
Juazeiro da Bahia III	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste
Morro do Chapéu II	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste

Linhas de Transmissão e Equipamentos também Pertencentes à Área 230 kV Sudoeste do Nordeste		Fronteira com a Área
Instalação	Linha de Transmissão / Equipamento	
Ourolândia II	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste
Sobradinho 230 kV	Autotransformadores 500/230 kV	Área 500 kV da Região Nordeste

Fonte: [60].

Além dos equipamentos mencionados, as linhas e transformadores de 230 kV na região, há também linhas de transmissão de 500 kV que exercem impacto na área. Essas linhas são descritas no documento "Operação Normal da Área 500 kV da Região Nordeste" (IO-ON.NE.5NE), revisão 27 [61], detalhadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Linhas de transmissão de 500 kV que impactam a região Sudoeste.

Linhas de transmissão de 500 kV que impactam a região	
Sol do Sertão / Gentio do Ouro II - C1	Morro do Chapéu II / Sapeaçu - C1(N3)
Barreiras II / Buritirama - C1(N6)	Juazeiro da Bahia III / Luiz Gonzaga
Buritirama / Gilbués II - C1(L6)	Rio da Éguas / Bom Jesus da Lapa II
Buritirama / Gentio do Ouro II - C1(L7)	Barreiras II / Gilbués II
Buritirama / Queimada Nova II - C1(L3) ou C2(L2)	Queimada Nova II / Curral Novo do Piauí
Morro do Chapéu II / Ourolândia II - C1(N4)	Queimada Nova II / Milagres II
Ourolândia II / Gentio do Ouro II - C1(C1)	Sobradinho / Juazeiro da Bahia III
Rio da Éguas / Barreiras II - C1(N2) ou C2(N5)	Sobradinho / Luiz Gonzaga
Juazeiro da Bahia III / Ourolândia II - C1(F1)	Igaporã III / Ibicoara - C1(L4)
Sol do Sertão / Bom Jesus da Lapa II - C1	Igaporã III / Bom Jesus da Lapa II

Fonte: [61].

5.3.1 Característica Energética da Região Sudoeste do NE e de Sua Adjacência

Na região em estudo, predominam gerações renováveis variáveis, especialmente a geração eólica e a geração fotovoltaica [12]. O estado da Bahia se destaca como um dos maiores geradores nacionais. Em relação à geração fotovoltaica, toda essa modalidade de geração no estado está concentrada na região elétrica Sudoeste do Nordeste do SIN, distribuída ao longo das instalações existentes. Com base nos dados de março de 2024 e considerando apenas as entradas de usinas comerciais, a região alcançou aproximadamente 2,0 GW de geração fotovoltaica [7].

Quanto à geração eólica na região, semelhante à fotovoltaica, concentra-se toda essa modalidade de geração no interior da Bahia, com exceção da usina eólica Cristalândia que pertence a região sul do Nordeste. De acordo com os dados de março de 2024 e considerando as usinas eólicas na modalidade comercial, a região possui um montante de aproximadamente 8,9 GW instalados, destacando-se nacionalmente nessa modalidade de geração [7].

Além das fontes intermitentes, há também geração térmica a combustível na região Sudoeste. Isso inclui a geração da usina Petrolina, localizada ao norte da região, com uma capacidade nominal de 136 MW, e a UTE Sykué, com uma capacidade nominal de 30 MW, conectada à rede de distribuição [62].

Considerando as gerações nas adjacências da região, destaca-se a geração hidráulica existente no rio São Francisco, localizada na região Centro do Nordeste do SIN. Também há a geração térmica na região metropolitana da cidade de Salvador, além da geração hidráulica das Usinas Hidrelétricas (UHE) Pedra do Cavalo e Itapebi, localizadas na região Sul do Nordeste do SIN. Os intercâmbios com outras regiões do país ocorrem principalmente através dos estados de Minas Gerais e Goiás.

Em relação a geração hidráulica do rio São Francisco, destaca-se que as usinas possuem um único proprietário, o agente Eletrobras CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco), composto pelas usinas Sobradinho, Luiz Gonzaga, Paulo Afonso I, II e III, Apolônio Sales, Paulo Afonso IV e Xingó, totalizando aproximadamente 10 GW de capacidade nominal [63].

Quanto às térmicas localizadas na região metropolitana de Salvador, elas possuem um total de aproximadamente 630 MW de potência e são compostas pelas seguintes usinas térmicas: Termobahia (185 MW), Global I (148,8 MW), Global II (148,8 MW), ERB Candeias

(16,79 MW), Prosperidade I (28,02 MW), Prosperidade II (37,44 MW), Prosperidade III (55,98 MW) e Prosperidade IV (9,36 MW) [64].

No que diz respeito à geração hidráulica localizada na região Sul, destacam-se as UHEs Itapebi, com capacidade nominal de 462 MW, e Pedra do Cavalo, com capacidade nominal de 160 MW [64].

A Figura 5.3 apresenta de forma sucinta a geração energética da região Sudoeste e sua adjacência, adaptado do documento de referência [12].

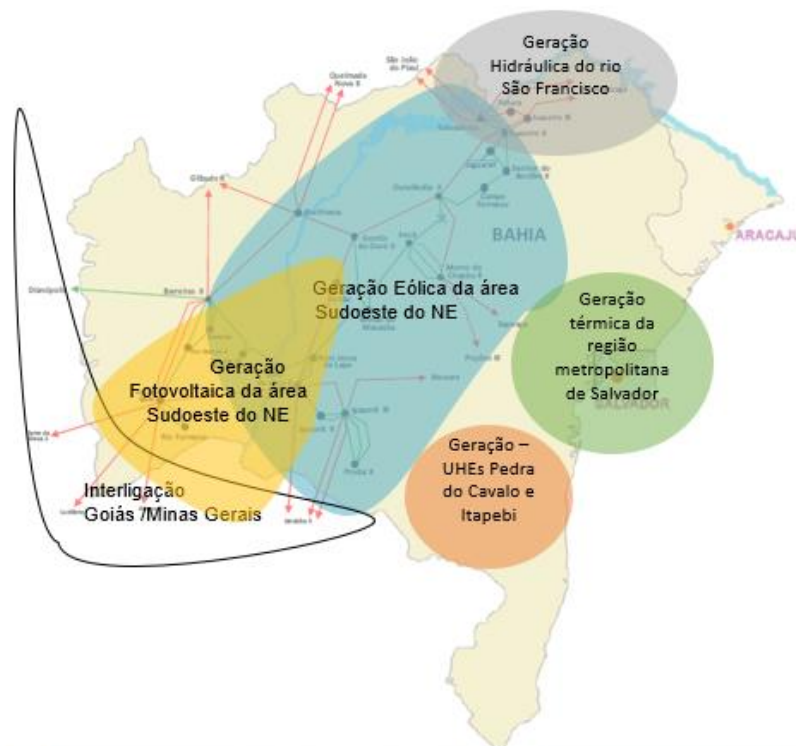


Figura 5.3 -Representação geográfica das gerações existentes na região Sudoeste do NE e de suas adjacências.

Fonte: adaptado de [12].

5.4 Condições Operativas Analisadas

Um obstáculo para alcançar os resultados esperados encontra-se na correta definição dos cenários a serem estudados. Isso se deve ao grande número de combinações das variáveis que influenciam na determinação do ponto de operação a ser estudado, como por exemplo: carga, geração e tensão de cada usina, intercâmbios, sazonalidade da fonte de energia, entre outros.

Assim, podem-se destacar o cenário típico usado como base para a avaliação de segurança e que se mostra importante para estudar o impacto geração fotovoltaica na região. Ao longo deste subitem são expostas as condições operativas consideradas na análise. Todos os dados

apresentados neste item tem como referência o documento [12] e foram considerados como ponto de operação do caso base.

Nos cenários estudados, foi levado em conta o relatório de curto prazo do primeiro quadrimestre de 2024 que prevê uma defluência média de 800 m³/s nos meses desse período nas usinas do Complexo Paulo Afonso.

5.4.1 Previsão de Carga

Para o primeiro quadrimestre de 2024, é prevista uma carga máxima de 1133 MW na região Sudoeste, alcançada em abril. Os valores apresentados levam em consideração a demanda total de cada agente, sem qualquer dedução relacionada a geração própria.

No primeiro quadrimestre, em comparação com o ano anterior, foi apresentado um aumento de até 29% na carga durante o período de janeiro a abril de 2024. Esses dados são apresentados de forma objetiva e ilustrados no gráfico da Figura 5.4.

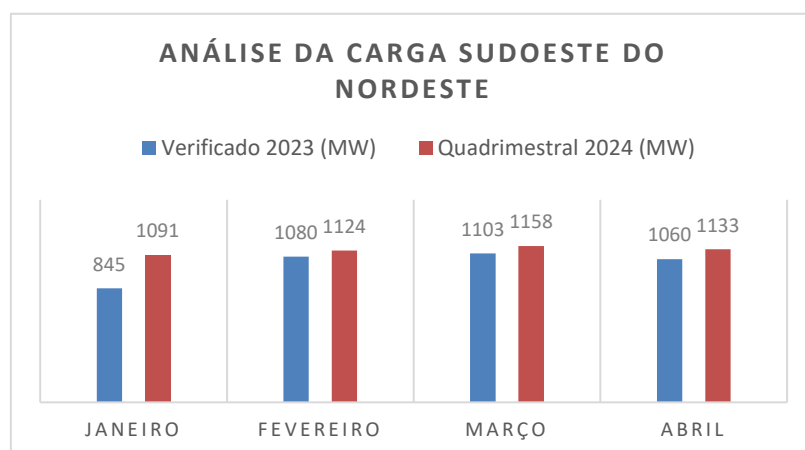


Figura 5.4 -Estudo de carga da região Sudoeste do NE.

Fonte: adaptado de [12].

5.4.2 Operação Normal

A operação normal do SIN refere-se ao funcionamento típico e esperado da rede elétrica, no qual a oferta de energia é equilibrada com a demanda, mantendo a estabilidade e a confiabilidade do sistema. Isso envolve a geração, transmissão e distribuição de eletricidade de forma eficiente, sem interrupções no fornecimento. Durante a operação normal, os parâmetros

elétricos, como tensão, frequência e fluxo de energia, são mantidos dentro de limites aceitáveis, garantindo um funcionamento seguro e eficaz do sistema elétrico.

A filosofia básica para o controle de tensão é a utilização dos recursos locais, como o controle de tensão ou o fator de potência das usinas eólicas e solares, a tensão de excitação das unidades geradoras da área, compensadores síncronos, compensadores estáticos, de atuação nos *Load Tap Changer* (LTC) dos transformadores, capacitores e reatores. Esgotados os recursos de controle de tensão da região, o Tempo Real tem como recurso desligar as linhas de conexão das usinas com a Rede Básica.

Os principais recursos considerados nas análises para o controle de tensão da área Sudoeste na Instrução de Operação Normal da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste (IO.ON.NE.2SO), revisão 123 [60] e da Área 500 kV da Região Nordeste (IO.ON.NE.5NE), revisão 27 [61] são apresentados no Anexo A deste documento.

De acordo com o Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede e detalhado no capítulo 2 deste documento [41], a central geradora deve ser capaz de operar em três modos de controle distintos de operação, auxiliando no ajuste de tensão da região em condições condizentes com os Procedimentos de Rede: controle de tensão, controle de potência reativa e controle do fator de potência.

5.4.3 Operação em Contingência

Uma operação em contingência implica na avaliação das condições operacionais remanescentes após a remoção de equipamentos elétricos do sistema, como transformadores, linhas de transmissão e geradores, podendo ocorrer em situações de contingências múltiplas ou simples. Durante tais eventos, o sistema pode continuar operando em um estado seguro ou entrar em um estado crítico.

As contingências simples, conhecidas como N-1, referem-se à situação em que apenas um elemento de transmissão é retirado de operação de forma abrupta. Por outro lado, as contingências múltiplas ocorrem quando há a saída abrupta de mais de um equipamento. Os critérios para análise de contingências são estabelecidos no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [65].

No que diz respeito à área em estudo, as diretrizes operacionais são delineadas na Instrução de Operação vigente IO-OC.NE.2SO, revisão 125 – Operação em Contingência na

Área 230 kV Sudoeste [66], e na IO-OC.NE.5NE – Operação em Contingência na Área 500 kV da Região Nordeste, revisão 25 [67].

Os grupos de geração fotovoltaica, assim como todos os outros agentes do sistema, devem cumprir os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede para garantir a conformidade com as condições de tensão e carga do sistema, incluindo cenários de contingência.

Para isso, pode ser utilizada a injeção de potência reativa pelas usinas fotovoltaicas, auxiliando na operação do sistema e ajudando a reduzir ou limitar a geração do conjunto fotovoltaico para atender ao carregamento das linhas de transmissão e transformadores do sistema. Essas ações podem ser tomadas de forma preventiva quando houver intervenções no SIN que recomendem tais medidas.

5.4.4 Sistema de Proteção Especial Existentes na Área

O Sistema Especial de Proteção (SEP), definido no Submódulo 1.2, rev. 2023.07 dos Procedimentos de Rede [68]: “Sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, executa ações automáticas para preservar a integridade do sistema, dos equipamentos ou das linhas de transmissão.” O SEP é também identificado como Esquema Especial de Proteção.

No mesmo Submódulo, é apresentada a definição de Esquema de Controle de Emergência (ECE): “Sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de uma condição anormal de operação, realizar ação automática com o objetivo de conservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão.”

Levando em consideração que a análise também estende para o entorno da região utilizando os esquemas especiais contidos nas instruções de operação: IO-EE.NE.2SO – Esquemas Especiais da Área 230 kV Sudoeste do Nordeste [69], e IO-EE.NE.5NE – Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 500 kV da região Nordeste [70].

5.5 Destaques dos Arquivos do Organon Utilizados Para o Estudo de Caso

A seguir são detalhados os arquivos do Organon associados a região em questão.

5.5.1 Grupo de Geração – Arquivo .def

As usinas e grupos de redespacho de geração foram definidos considerando sua modalidade de geração e localização geográfica. Referências adicionais sobre essa análise podem ser encontradas na fonte citada [71].

A Figura 5.3 ilustra que as modalidades de geração se concentram em áreas específicas, o que possibilita a comparação entre os redespachos. Dessa forma, os conjuntos fotovoltaicos da região foram agrupados para análise em relação a outras modalidades. Os grupos foram categorizados da seguinte forma: G1 inclui usinas fotovoltaicas da região, G2 abrange as demais modalidades, e G3 corresponde a usinas fora do Nordeste, sem impacto significativo na região.

A Região de Segurança foi proposta com o objetivo de comparar a geração fotovoltaica com outras fontes existentes, como eólica, hidráulica, térmica e intercâmbio entre regiões.

Para o cálculo das Regiões de Segurança, foram definidos diversos cenários, agrupados de acordo com a classificação G1, G2 e G3, resumidos na Tabela 5.4, abaixo, e detalhados no capítulo seguinte. O grupo G3 inclui geração externa à área de estudo, localizada no Sudeste do país.

Tabela 5.4 - Grupos propostos para estudo dos cenários.

Região de Segurança para a Área Sudoeste do Nordeste		
Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Geração fotovoltaica na região Sudoeste do NE	1º Cenário: Geração Hidráulica do rio São Francisco	Usinas hidráulicas do sistema Sudeste
	2º Cenário: Geração Térmica da região de Salvador	
	3º Cenário: Geração Eólica na região Sudoeste do NE	
	4º Cenário: Geração Hidráulica no extremo Sul da Bahia	
	5º Cenário: Intercâmbio com outras regiões	

Fonte: (o autor)

Segue, de forma detalhada, a Tabela 5.5 referentes às modalidades de geração e aos grupos propostos para estudo nessa dissertação. Ao longo dos subitens deste capítulo a Tabela

é apresentada de forma resumida. As informações foram obtidas dos seguintes normativos: [63] [72] [73].

Tabela 5.5 - Lista das usinas e conjuntos pertencentes a cada grupo.

Região de Segurança para a Área Sudoeste do Nordeste			
Grupo 1	Grupo 2		
Geração fotovoltaica na região Sudoeste do NE. Conjuntos fotovoltaicos: • B JL (40 MW); • Bom Jesus (65,6 MW); • Futura (692,45 MW); • Horizonte (77,4 MW); • Ituverava (196 MW); • Juazeiro Solar (120 MW); • Juazeiro Solar II (157,1 MW); • Lapa (65,6 MW); • São Pedro (54 MW); • Sertão Solar Barreiras (94,5 MW); • Sol do Sertão (415 MW).	1° Cenário: Geração Hidráulica do rio São Francisco. Usinas: • Sobradinho (1050 MW); • Luiz Gonzaga (1500 MW); • Paulo Afonso I, II e III (1423 MW); • Apolônio Sales (400 MW); • Paulo Afonso IV (2460 MW); • Xingó (3162 MW).		
	2° Cenário: Geração Térmica da região de Salvador. • Termobahia (185 MW); • Global I (148,8 MW); • Global II (148,8 MW); • ERB Candeias (16,79 MW); • Prosperidade I (28,023 MW); • Prosperidade II (37,44 MW); • Prosperidade III (55,98 MW); • Prosperidade IV (9,36 MW).		
	3° Cenário: Geração Eólica na região Sudoeste do NE. Totalizando 9 GW. Conjuntos eólicos:		
	• Abil I; • Abil II; • Araçás; • Arizona; • Babilônia; • Babilônia Sul; • BW Guirapá I; • BW Guirapá II; • Caetité 123; • Campo Formoso; • Campo Largo; • Campo Largo II; • Casa Nova II; • Cristal; • Caetité A;	• Caetité; • Caetité Norte; • Curva dos Ventos; • Delfina; • Folha de Serra; • Folha Larga; • Folha Larga Sul; • Gentio do Ouro I; • GPEXPAN; • Igaporã II; • Laranjeiras; • Morro do Chapéu Sul; • Morro do Chapéu Sul II; • Morrão; • Novo Horizonte;	• Oitis; • Ourolândia II 500 kV; • Pedra Branca; • Pelourinho; • Quina; • São Roque; • Serra Azul; • Serra da Babilônia; • Tamboril I; • Tamboril II; • Tanque Novo; • Umburanas; • Ventos da Bahia; • Ventos de Santa Eugênia; • Ventos de São Vitor.

Região de Segurança para a Área Sudoeste do Nordeste		
Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
	4° Cenário: Geração Hidráulica no extremo Sul da Bahia: • UHEs Itapebi (462 MW); • Pedra do Cavalo (80 MW).	
	5° Cenário: Intercâmbio com outras regiões:	

Fonte: (o autor)

5.5.2 Lista de Contingências e Eventos – Arquivos .ctg e .evt

Os eventos e as contingências consideradas na análise da área Sudoeste da Região Nordeste são apresentados na Tabela 5.6. Vale ressaltar que, para todos os cenários, foram avaliadas todas as contingências simples e duplas de linhas de transmissão pertencente à Instrução de Operação em contingência da região – IO-OC.NE.2SO [66] e linhas de 500 kV pertencentes à instrução IO-OC.NE.5NE [67] que impactam a região.

Além disso, durante a análise em regime permanente, foram consideradas contingências simples envolvendo transformadores 500/230 kV e 230/69 kV pertencentes à área. No entanto, verificou-se que, em todas as subestações da região, há redundância de transformadores para cada nível de tensão, e análises pré-operacionais, juntamente com os normativos vigentes, indicam que a perda isolada desses equipamentos não compromete a estabilidade dinâmica do sistema. Dessa forma, para direcionar os recursos computacionais a cenários mais representativos e garantir maior eficiência na análise, optou-se por não incluir essas contingências de transformadores no estudo em regime dinâmico.

É importante destacar que o arquivo .evt é voltado para simulações dinâmicas, envolvendo a inserção e retirada de curtos-circuitos em linhas de transmissão no SIN. Já o arquivo .ctg é voltado para o estudo em regime permanente.

Tabela 5.6 - Lista de eventos e contingência utilizadas.

Contingências e Eventos considerados	
Foram consideradas 39 contingências, abrangendo desligamentos simples e duplos de linhas de transmissão em 230 kV e 138 kV, conforme descrito na Instrução de Operação em Contingências da Área Sudoeste do Nordeste (IO-OC.NE.2SO) [66]	Em regime estático, foram consideradas 51 contingências, correspondentes aos transformadores listados na Instrução de Operação em Contingências da Área Sudoeste do Nordeste (IO-OC.NE.2SO) [66]
LT 500 kV Barreiras II / Buritirama - C1(N6)	LT 500 kV Juazeiro da Bahia III / Luiz Gonzaga
LT 500 kV Buritirama / Gilbués II - C1(L6)	LT 500 kV Rio da Éguas / Bom Jesus da Lapa II
LT 500 kV Buritirama / Gentio do Ouro II - C1(L7)	LT 500 kV Barreiras II / Gilbués II
LT 500 kV Buritirama / Queimada Nova II - C1(L3) ou C2(L2)	LT 500 kV Queimada Nova II / Curral Novo do Piauí
LT 500 kV Morro do Chapéu II / Orolândia II - C1(N4)	LT 500 kV Queimada Nova II / Milagres II
LT 500 kV Orolândia II / Gentio do Ouro II - C1(C1)	LT 500 kV Sobradinho / Juazeiro da Bahia III
LT 500 kV Rio da Éguas / Barreiras II - C1(N2) ou C2(N5)	LT 500 kV Sobradinho / Luiz Gonzaga
LT 500 kV Juazeiro da Bahia III / Orolândia II - C1(F1)	LT 500 kV Igaporã III / Ibicoara - C1(L4)
LT 500 kV Sol do Sertão / Bom Jesus da Lapa II - C1	LT 500 kV Igaporã III / Bom Jesus da Lapa II
LT 500 kV Sol do Sertão / Gentio do Ouro II - C1	LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu - C1(N3)

Fonte: o autor

5.5.3 Esquemas Especiais de Proteção – Arquivo .sps

Considerando os esquemas especiais existentes na região foram considerados os seguintes esquemas especiais ligados e que impactem a região pertencentes aos documentos IO-EE.NE.2SO [69] e IO-EE.NE.5NE [70]:

- Esquema de desligamento da LT 500 kV Sapeaçu/Porções III quando da perda da LT 500 kV Sapeaçu/Camaçari IV:

Com o objetivo de evitar cortes na geração térmica, eólica e fotovoltaica na Região Nordeste, especialmente evitando sobrecargas na linha de transmissão 500 kV Sapeaçu / Camaçari II - C1(L7) durante a contingência da linha de transmissão 500 kV Sapeaçu / Camaçari IV - C1(L9), foi implementado um esquema que identifica essa contingência e realiza o desligamento do terminal da subestação Sapeaçu da linha de transmissão 500 kV Poções III / Sapeaçu - C1(M1), caso o fluxo de potência ativa da linha 500 kV Sapeaçu / Camaçari II - C1(L7) seja superior a 1400 MW no sentido da subestação Camaçari II para a subestação Sapeaçu, após uma temporização de 8 segundos.

- Esquema de desligamento de LT 230 kV Senhor do Bonfim II/Folha Larga C1(P1):
Com o propósito de evitar sobrecargas inadmissíveis na linha de transmissão 230 kV Senhor do Bonfim II / Campo Formoso - C1(C1) em situações de perda dupla das linhas de transmissão 230 kV Juazeiro da Bahia II / Senhor do Bonfim II - C1(N2) e Jaguarari / Senhor do Bonfim II - C1(L1), ou da perda dupla das linhas de transmissão 230 kV Juazeiro da Bahia II / Jaguarari - C1(N1) e Juazeiro da Bahia II / Senhor do Bonfim II - C1(N2), foi implementado um esquema composto por uma função de proteção de sobrecorrente direcional de fase (67F). Quando uma sobrecorrente de fase igual ou superior a 756 A (limite de curta duração) for detectada na linha de transmissão 230 kV Senhor do Bonfim II / Campo Formoso - C1(C1), o esquema realizará a abertura do disjuntor de 230 kV da linha Senhor do Bonfim II / Folha Larga - C1(P1) em um tempo de 2 segundos.
- Esquema de desligamento dos transformadores 230/34,5 kV da SE Campo Formoso:
Com o objetivo de prevenir sobrecargas inadmissíveis na linha de transmissão 230 kV Ourolândia II / Campo Formoso - C1(C2) em situações de perda dupla das linhas de transmissão 230 kV Juazeiro da Bahia II / Senhor do Bonfim II - C1(N2) e Jaguarari / Senhor do Bonfim II - C1(L1), ou da perda dupla das linhas de transmissão 230 kV Juazeiro da Bahia II / Jaguarari - C1(N1) e Juazeiro da Bahia II / Senhor do Bonfim II - C1(N2), foi implementado um esquema de monitoramento da corrente na referida linha, no sentido de Campo Formoso para Ourolândia II. Quando uma sobrecorrente de fase igual ou superior a 796 A (limite de curta duração) for detectada, o esquema realizará a abertura dos disjuntores de 230 kV dos transformadores 230/34,5 kV - 120 MVA - T1 e T2 da subestação Campo Formoso, em um tempo de 3 segundos.
- Esquema de corte de geração nas usinas derivadas da SE Pindaí II 69 kV para perda simples de um transformador 230/69 kV na SE Pindaí II:

Com o propósito de evitar sobrecargas acima dos valores admissíveis para o transformador remanescente em situações de perda de um dos transformadores 230/69 kV da subestação Pindaí II, foi implementado um esquema que supervisiona a corrente nos transformadores 230/69 kV da referida subestação, no lado de 69 kV. Caso ocorra a perda de um dos transformadores e o carregamento no transformador remanescente ultrapasse 140%, o esquema realizará o corte da geração do Conjunto Eólico Caetité.

- Esquema de corte de geração na SE Irecê:

Com o objetivo de evitar sobrecargas acima do limite de curta duração na linha de transmissão 230 kV Irecê / Morro do Chapéu II - C1(S5) durante contingências nas linhas de transmissão 230 kV e 500 kV da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste, foi implementado um esquema que supervisiona o carregamento dessa linha. Quando detectada uma sobrecarga acima do limite mencionado, o esquema realiza o corte de parte da geração do Conjunto Eólico Gentio do Ouro I em dois estágios, através do desligamento de transformadores da subestação Gentio do Ouro I. No primeiro estágio, são desligados os transformadores 138/34,5 kV - T3 e T4, cortando a geração de usinas eólicas com potência instalada total de 98 MW. Caso a sobrecarga persista, no segundo estágio, o transformador 230/138 kV - T1 é desligado, cortando a geração de usinas eólicas com potência instalada total de 55 MW.

- Esquema de corte de geração para perda da LT 500 kV M.do Chapéu II / Ourolândia II: Com o propósito de evitar sobrecargas na linha de transmissão 230 kV Morro do Chapéu II / Irecê - C1(S5) durante contingências na linha de transmissão 500 kV Morro do Chapéu II / Ourolândia II - C1(N4), foi implementado um esquema que identifica a indisponibilidade da referida linha de 500 kV e realiza o corte de geração na subestação Campo Largo. Quando ocorre a abertura da linha de transmissão 500 kV Morro do Chapéu II / Ourolândia II - C1(N4), o esquema atua realizando o corte de geração do Conjunto Eólico Campo Largo, que está conectado a subestação Ourolândia II.

Para esse esquema, considerou-se sua função de atuação, porém sua saída não foi habilitada no nomograma devido a sua lógica de operação. Isso ocorre porque, com a abertura da linha de transmissão, o esquema entra em ação, mas não há intervenção por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico para mitigar as consequências da indisponibilidade da linha. Portanto, habilitar a saída do esquema no nomograma resultaria em um preenchimento contínuo, afetando a interpretação de outros resultados.

5.5.4 Caso de Estudo – Arquivo .pwf

Para o estudo foi considerado o arquivo .pwf do planejamento do SIN referente ao estudo de curto prazo – 1º Quadrimestral de 2024, em carga média de dia útil no mês de abril [12].

Para esta análise foi considerada a entrada de todos os equipamentos da rede operação previstos para no quadrimestral. Outro destaque é que não há indicação de intervenções de longa duração que impossibilitem o uso de equipamentos no estudo do caso.

As premissas referentes a carga, restrições energéticas, em condições normais e em contingências estão destacadas nos subitens deste capítulo.

5.5.5 Parâmetros – Arquivo .prm

Destaca-se o arquivo .prm, que foi o mesmo utilizado no planejamento pelo ONS, atendendo aos critérios mínimos estabelecidos pelos Procedimentos de Rede.

Quanto às configurações de tempo de simulação, passos de integração, tolerâncias numéricas, entre outros. A Tabela 5.7 sintetiza as principais informações utilizadas no estudo visando a otimização matemática.

Tabela 5.7 - Detalhamento de parâmetros – .prm.

Parâmetro	Definição	Valor
TDSHMIN	Tempo mínimo, em segundos, entre despachos das usinas utilizado nas simulações; parâmetro numérico de simulação no domínio do tempo.	0,00010
SRGMAXRAY	Parâmetro utilizado para definir os limites de busca máxima, a partir do ponto inicial, em megawatts (MW) nas simulações. Quando não há limitação, utiliza-se o valor zero.	0,00000
SRGCTGDST	Parâmetro utilizado para definir a distância mínima, em megawatts (MW), entre duas verificações consecutivas de contingência nas simulações de segurança. Quando não há limitação, utiliza-se o valor zero.	0,00000
SRGBNDRTOL	Parâmetro utilizado para definir a tolerância, em megawatts (MW), na busca binária do limite da região de segurança. Este valor de tolerância indica a precisão com a qual o limite da região de segurança é determinado durante o processo de busca binária.	50,00000

Fonte: (o autor)

5.5.6 Outros Arquivos – .dyn, .spt e .dat

É importante ressaltar a utilização do arquivo .dyn, considerando a modelagem existentes dos geradores fotovoltaicos, eólicos, térmicos e hidráulicos. Este arquivo foi o mesmo utilizado no ONS.

Outro arquivo utilizado é o arquivo .spt. Este possui ações de *script*, o qual contém ações de script destinadas a validar a referência da barra swing na SE Ilha Solteira, além de executar comandos de ajustes diversos, de modo a viabilizar a correta execução no Organon.

Também é utilizado o arquivo BNT1.dat que é empregado para agrupar vários geradores existentes de uma usina em um único gerador.

O detalhamento dos arquivos foi apresentado no Anexo B deste documento.

CAPÍTULO 6

Análise Elétrica Estática

6.1 Estudo de Caso

Este capítulo apresenta a análise em regime permanente da inserção da geração fotovoltaica no SIN, com foco na região Sudoeste do Nordeste. Compara-se o desempenho da fonte solar com as fontes eólica, térmica e hidráulica, utilizando dados reais do sistema.

A validação é feita por meio de nomogramas que evidenciam as regiões de segurança e os efeitos de variações nos grupos de geração definidos no arquivo .def, com o uso da ferramenta Organon, versão 8.4.0. Foram consideradas 12 direções distintas para explorar o redespacho e os limites operacionais.

A configuração da análise, incluindo esquemas especiais de proteção, parâmetros e lista de contingências (Tabela 5.6), segue as definições do Capítulo 5. Utilizou-se como base o caso de abril de 2024 em cenário de carga média.

O critério N-1 foi adotado conforme a metodologia tradicional de planejamento, com a retirada de um único equipamento por vez.

6.2 Análise e Resultados Estáticos na Região Sudoeste do Nordeste

6.2.1 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Hidráulica do Rio São Francisco

Para este estudo foram considerados os seguintes grupos de geração resumidos na Tabela 6.1, para detalhamento, ver a Tabela 5.5.

Tabela 6.1 - Grupos propostos para estudo dos cenários.

Região de Segurança para a Área Sudoeste do Nordeste					
Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
Geração fotovoltaica na região Sudoeste do NE		1º Cenário: Geração hidráulica do rio São Francisco		Usinas hidráulicas do sistema Sudeste do SIN	

Fonte: o autor.

Segue o nomograma calculado em regime normal de operação, apresentado na Figura 6.1, e o *report table*, que expõe em formato tabular os limites atingidos e os principais resultados das simulações, apresentados na Figura 6.2.

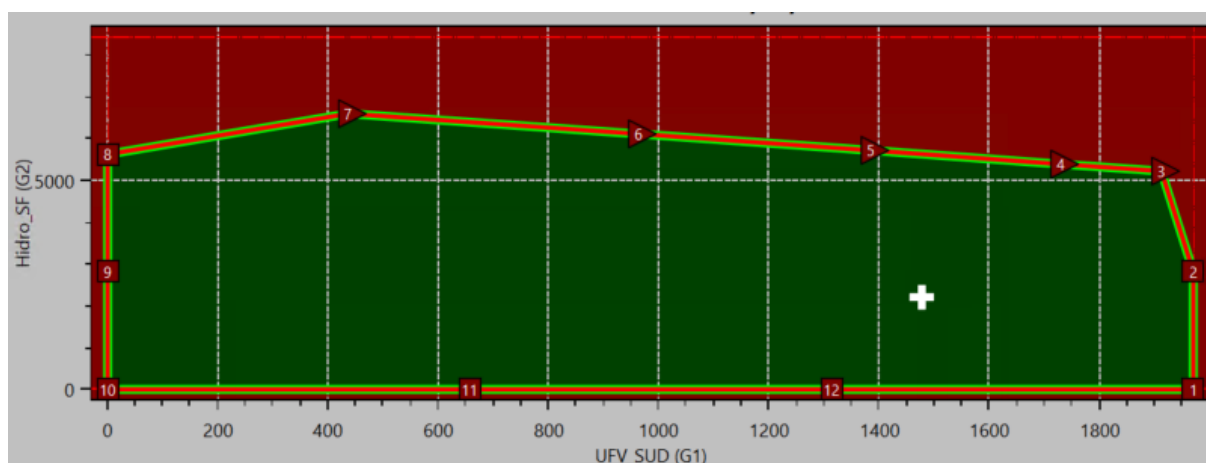


Figura 6.1- Região de segurança estática da área Sudoeste – regime normal de operação – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.

Fonte: o autor

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)	FNESE (MW)	SF_UTE (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1476.7	2205.0	8537.0	0.0	5051.7	2330.0
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1969.4	8440.0	16350.8		7393.6	6722.7
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	0.0	1718.0		2476.7	125.0
1	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2259.4	1969.4	0.0	10249.3	2488.4	3898.4	125.0
2	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	782.8	1969.4	2813.3	7436.0	960.9	5795.4	2938.3
3	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3050.1	1911.4	5223.9	5083.4	3820.8	7393.6	5348.9
4	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3196.1	1728.5	5391.2	5099.0	3939.9	7369.2	5516.2
5	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3516.3	1384.4	5720.1	5114.2	4191.7	7335.2	5845.1
6	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3942.8	962.4	6114.1	5142.2	4500.1	7281.0	6239.1
7	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4514.2	436.3	6597.7	5184.7	4890.0	7200.1	6722.7
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	3726.7	0.0	5626.7	6592.0	3619.2	6231.1	5751.7
9	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	1597.1	0.0	2813.3	9405.4	893.6	4397.1	2938.3
10	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2653.8	0.0	0.0	12218.7	3390.1	2476.7	125.0
11	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2352.6	656.5	0.0	11562.2	3041.5	2956.8	125.0
12	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2211.1	1312.9	0.0	10905.8	2737.2	3429.9	125.0

Figura 6.2 - Tabular da região de segurança estática da área Sudoeste – regime normal de operação – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.

Fonte: o autor

Pela análise dos resultados constata-se que:

- O sistema inicia em um ponto considerado seguro;
- A variação na geração fotovoltaica não resulta em violações dos limites dos equipamentos. O grupo 1, que representa a geração fotovoltaica na região Sudoeste, mostrada no eixo x do nomograma, variou de 0 W a 1,9 GW, enquanto a geração hidráulica do complexo do Rio São Francisco, representada no eixo y do nomograma, variou de zero a aproximadamente 6,6 GW para a construção da região segura;
- Avaliando as direções de sentidos existentes no nomograma, foi dado por limite total de geração dos grupos nas direções 1, 2, 8, 9, 10, 11 e 12. As direções de 3 a 7, apresenta a chamada “ponta do nariz” (ponto extremo) da curva PV;
- Outro destaque é o fluxo FNESE - Fluxo Nordeste-Sudeste que apresentou valores de aproximadamente 5,05 GW no ponto inicial de operação (ponto zero), alcançando valores de até 7,2 GW evidenciado na coluna pertencente a Figura 6.2. Este fluxo apresenta a nova condição do Nordeste, sendo este exportador para os sistemas de maior carga, em especial o Sudeste do SIN.
- Não foi constatado violações de tensão em regime normal.

Considerando a avaliação de todas as contingências do Capítulo 5, o nomograma exposto na Figura 6.3 e a *report table* na Figura 6.6 representam a região de segurança resultante, combinando as limitações mais restritivas das contingências registradas no arquivo .ctg.

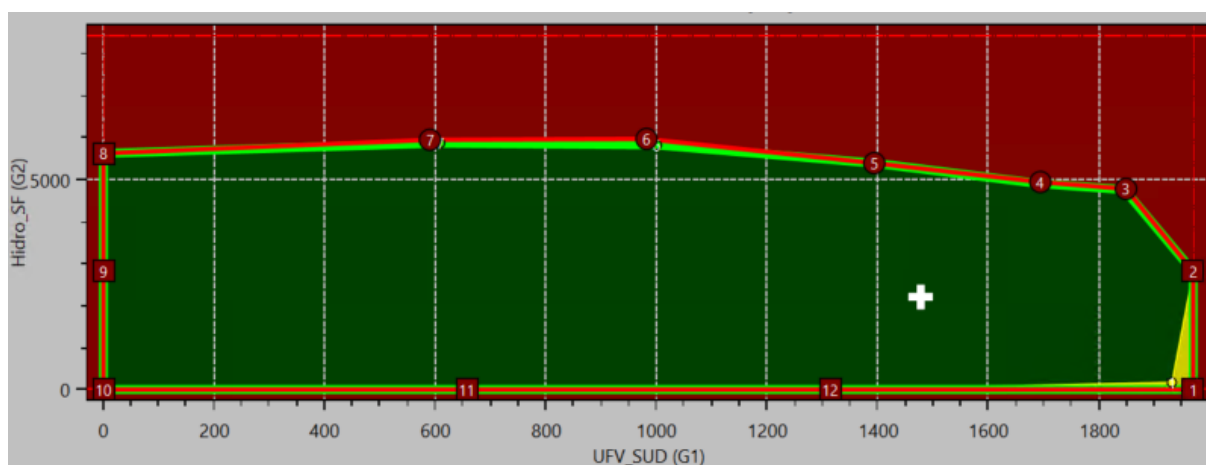


Figura 6.3 - Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em contingência – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.

Fonte: o autor.

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)	FNESE (MW)	SF_UTE (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1476.7	2205.0	8537.0	0.0	5051.7	2330.0
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1969.4	8440.0	16350.8		7191.4	6094.9
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	0.0	1718.0		2476.7	125.0
1	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2259.4	1969.4	0.0	10249.3	2488.4	3898.4	125.0
1	TL_OUT	JUAZE3-BA230 - JZT-T2-B	500_FUT / JZT	2082.5	1930.8	172.6	10115.3	2292.9	3990.3	297.6
2	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	782.8	1969.4	2813.3	7436.0	960.9	5795.4	2938.3
3	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / BJD C1	2603.8	1847.8	4782.2	5588.7	3251.6	7034.3	4907.2
3	UV_OUT	REGUA-BA230	500_SDS / BJD C1	2584.4	1845.0	4763.0	5610.7	3227.1	7019.2	4888.0
4	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / BJD C1	2748.0	1693.2	4944.5	5581.0	3379.4	7030.5	5069.5
4	UV_OUT	REGUA-BA230	500_SDS / BJD C1	2712.3	1690.4	4908.8	5619.5	3335.1	7004.2	5033.8
5	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / GOR C1	3189.8	1392.9	5393.7	5432.1	3796.3	7111.8	5518.7
6	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_MCP / OUR C1(N4)	3797.3	981.4	5969.9	5267.4	4330.4	7191.4	6094.9
6	UV_OUT	BRREC5CAP500	500_BRD / BTR C1(N6)	3655.1	1000.0	5828.8	5389.9	4167.7	7110.3	5953.8
7	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / BJD C1	3848.2	589.8	5949.6	5679.3	4168.2	6882.4	6074.6
7	UV_OUT	MATATU-BA230	500_SDS / BJD C1	3767.4	608.5	5871.0	5739.3	4080.8	6844.3	5996.0
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	3726.7	0.0	5626.7	6592.0	3619.2	6231.1	5751.7
9	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	1597.1	0.0	2813.3	9405.4	893.6	4397.1	2938.3
10	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2653.8	0.0	0.0	12218.7	3390.1	2476.7	125.0
11	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2352.6	656.5	0.0	11562.2	3041.5	2956.8	125.0
12	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2211.1	1312.9	0.0	10905.8	2737.2	3429.9	125.0

Figura 6.4 - Tabular da região de segurança estática da área Sudoeste – regime de contingência – geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.

Pela análise dos resultados constata-se que:

- O ponto de operação apresenta-se em uma região estável, sem a evidência de sobrecargas em equipamentos. Os limites das direções superiores ao ponto de operação da região de segurança se deram por questões de estabilidade, representado pelos “círculos preenchidos”. Os limites inferiores e laterais ao ponto de operação se deram por limites de geração total;
- Pelo tabular apresentado na Figura 6.4 são observadas as seguintes contingências limitantes em cada direção, a saber:
 - LT 500 kV Futura/Juazeiro III, na direção 1;
 - LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II, nas direções 2, 3, 4, 5 e 7;
 - LT 500 kV Morro do Chapéu/Ourolândia, na direção 6.
- Quando da existência de alta geração fotovoltaica associada a baixa geração no complexo do rio Paulo Afonso ocorre sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Juazeiro III quando da contingência da LT 500 kV Futura / Juazeiro III, visto na direção 1.

Como resultado da análise em regime permanente comparando a geração fotovoltaica na área Sudoeste com a geração hidráulica, observa-se que a geração fotovoltaica tem impacto na região, especialmente durante momentos de contingências nas linhas de transmissão em 500 kV, como a LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II, responsáveis por transportar grandes volumes de fluxo. Além disso, confirmou-se que, em condições normais de operação,

o sistema é capaz de lidar adequadamente com o redespacho da geração fotovoltaica e do complexo hidráulico do Rio São Francisco, neste caso o fator limitante será a “ponta do nariz” (ponto extremo) da curva PV em momentos de elevada geração hidráulica no rio São Francisco. Destaca-se também a importância do fluxo Sudeste Nordeste, evidenciando a relevância da geração renovável variável nessa região e o novo cenário de Nordeste exportador.

6.2.2 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Eólica da Região Sudoeste

Para este estudo foram considerados os grupos de geração, apresentado na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Grupos propostos para estudo dos cenários.

Região de Segurança para a Área Sudoeste do Nordeste		
Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Geração fotovoltaica da região Sudoeste do NE	2º Cenário: Geração eólica da região Sudoeste do Nordeste	Usinas hidráulicas do sistema Sudeste do SIN

Fonte: o autor.

Segue nomograma calculado em regime normal de operação, apresentado na Figura 6.5, e a *report table*, ilustrada na Figura 6.6.

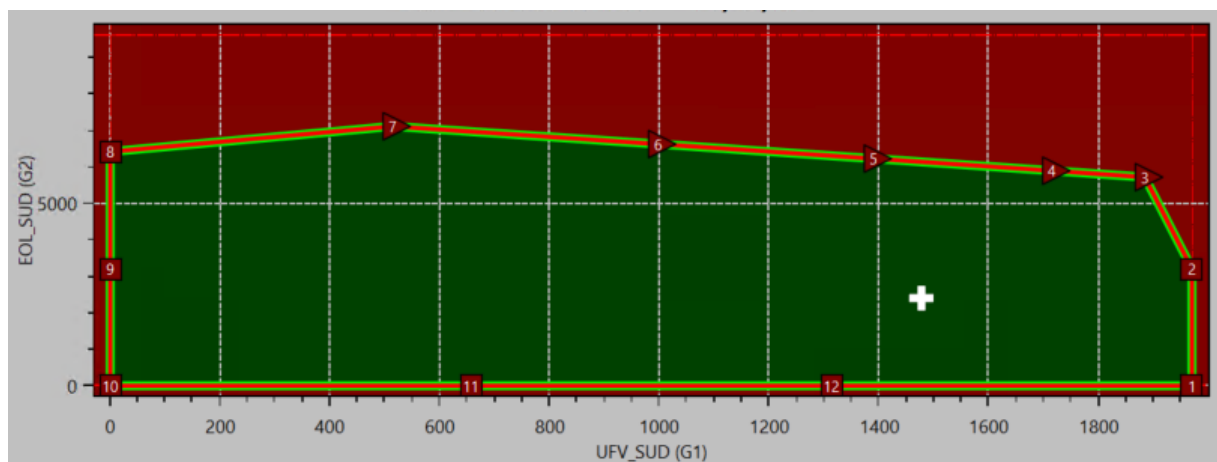


Figura 6.5 - Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em operação normal – geração fotovoltaica x geração eólica da área Sudoeste.

Fonte: o autor

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)	FNESE (MW)	SF_UTE (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1476.7	2405.4	8537.0	0.0	5051.7	2330.0
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1969.4	9632.6	16350.8		7862.8	2330.0
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	0.0	776.0		2139.6	2330.0
1	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2455.3	1969.4	0.0	10449.7	1491.2	3560.5	2330.0
2	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	944.2	1969.4	3210.9	7238.8	946.0	5997.6	2330.0
3	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3341.8	1883.6	5722.3	4813.2	2791.2	7842.8	2330.0
4	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3502.0	1714.9	5899.3	4804.9	2798.9	7850.6	2330.0
5	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3826.3	1390.0	6230.7	4798.4	2805.9	7857.6	2330.0
6	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4251.8	997.2	6630.1	4791.8	2811.1	7862.8	2330.0
7	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4808.8	514.0	7116.9	4788.2	2807.8	7859.4	2330.0
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	4279.2	0.0	6421.7	5997.4	1915.5	6967.2	2330.0
9	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	1682.1	0.0	3210.9	9208.2	452.4	4599.3	2330.0
10	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2822.5	0.0	0.0	12419.1	2912.0	2139.6	2330.0
11	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2541.4	656.5	0.0	11762.6	2432.8	2618.9	2330.0
12	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2411.0	1312.9	0.0	11106.2	1958.9	3092.8	2330.0

Figura 6.6 - Tabular da Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em operação normal – geração fotovoltaica x geração eólica da área Sudoeste.

Fonte: o autor

Pela análise dos resultados consta-se que:

- Considerando o redespatchos das usinas fotovoltaicas e geração eólica na região, não são observadas violações nos equipamentos em regime normal de operação;
- O grupo 1, que representa a geração fotovoltaica na região Sudoeste e é apresentado como a abcissa do nomograma, variou de 0 W até aproximadamente 1,9 GW, enquanto as eólicas da região Sudoeste, representadas pela ordenada do nomograma, variaram de zero a aproximadamente 7,1 GW para garantir a segurança da região.
- Os limites da região segura foram determinados pelo esgotamento de algum grupo G1 ou G2 nas direções 1, 2, 8, 9, 10 e 11. Para as direções superiores 3 a 7, os limites foram definidos pela “ponta do nariz”, representada pelo triângulo preenchido na curva PV.

Considerando a avaliação de todas as contingências expostas no Capítulo 5, apresenta-se a Região de Segurança, representada pelo nomograma da Figura 6.7 e pela *report table* da Figura 6.8.

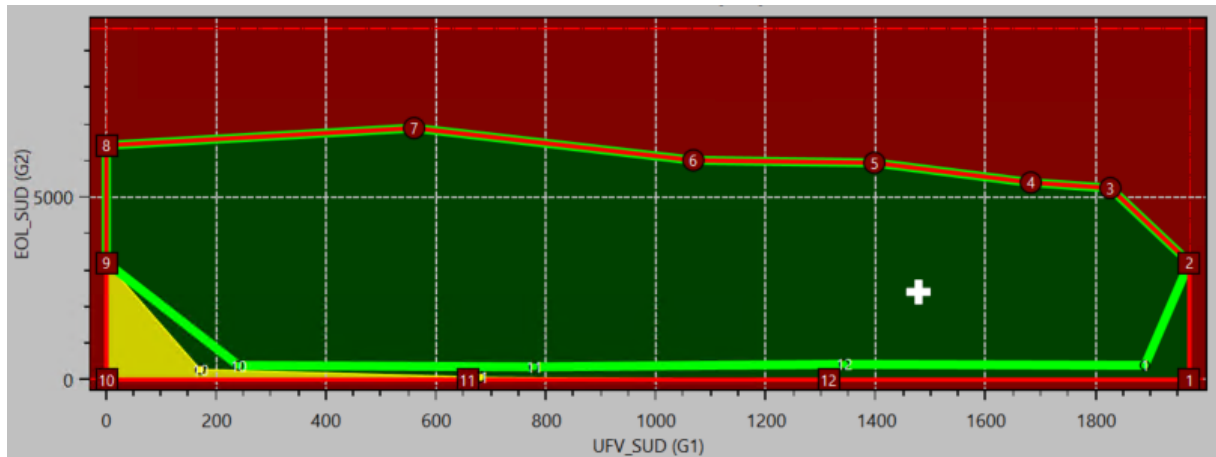


Figura 6.7 - Região de segurança estática da área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração eólica.

Fonte: o autor

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)	FNESE (MW)	SF_UTE (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1476.7	2405.4	8537.0	0.0	5051.7	2330.0
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1969.4	9632.6	16350.8		7725.0	2330.0
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	0.0	776.0		2139.6	2330.0
1	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2455.3	1969.4	0.0	10449.7	1491.2	3560.5	2330.0
1	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C	2052.0	1888.5	395.2	10135.5	1242.8	3808.9	2330.0
2	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	944.2	1969.4	3210.9	7238.8	946.0	5997.6	2330.0
3	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / BJD C1	2864.9	1825.5	5249.0	5344.6	2380.1	7431.8	2330.0
4	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / BJD C1	3003.6	1681.0	5402.1	5336.0	2389.9	7441.6	2330.0
5	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / GOR C1	3538.8	1396.5	5943.3	5079.2	2587.3	7639.0	2330.0
6	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / BJD C1	3629.6	1067.4	6011.9	5339.8	2396.3	7448.0	2330.0
7	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / GOR C1	4582.0	559.4	6894.7	4965.0	2673.3	7725.0	2330.0
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	4279.2	0.0	6421.7	5997.4	1915.5	6967.2	2330.0
9	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	1682.1	0.0	3210.9	9208.2	452.4	4599.3	2330.0
10	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2822.5	0.0	0.0	12419.1	2912.0	2139.6	2330.0
10	TL_OUT	SOBRAD-BA230 - JUAZE2-B	500_FUT / JZT	2496.4	170.6	277.9	11970.5	2571.3	2480.4	2330.0
10	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C	2363.8	240.0	391.0	11788.1	2432.7	2619.0	2330.0
11	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2541.4	656.5	0.0	11762.6	2432.8	2618.9	2330.0
11	TL_OUT	SOBRAD-BA230 - JUAZE2-B	500_FUT / JZT	2468.5	680.0	69.0	11670.0	2362.1	2689.6	2330.0
11	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C	2165.9	777.7	355.4	11286.0	2068.9	2982.8	2330.0
12	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2411.0	1312.9	0.0	11106.2	1958.9	3092.8	2330.0
12	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C	1986.8	1341.7	423.1	10654.2	1610.2	3441.5	2330.0

Figura 6.8 - Tabular da região de segurança estática da área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração eólica.

Fonte: o autor

Pela análise dos resultados consta-se que:

- A baixa geração fotovoltaica e eólica pode resultar na operação de uma região com sobrecarga e violação de tensão em caso de perturbações no sistema. Essa situação não ocorre quando comparada a região de segurança entre as gerações fotovoltaicas e a geração proveniente do rio São Francisco. Isso ressalta a necessidade de combinar diversas fontes de energia na região, considerando também sua localização, para garantir uma operação mais segura, com maior margem de manobra.

- Na direção 10, observa-se, via *report table*, uma violação de tensão no barramento da SE Jaguarari devido a perda dupla das LTs 230 kV Juazeiro II/Jaguarari C1(N1) e Juazeiro II/Senhor do Bonfim II. Seguindo nessa direção, ocorrerá sobrecarga na LT Sobradinho/Juazeiro II devido a perda da LT 500 kV Futura/Juazeiro III.
- Quando ocorre baixa geração eólica e a contingência dupla das linhas de transmissão 230 kV Juazeiro II/Jaguarari C1(N1) e Juazeiro II/Senhor do Bonfim II, há uma violação do limite de tensão no barramento da SE Jaguarari, independentemente da existência de geração fotovoltaica;
- O ponto de operação apresenta-se em uma região estável, sem a evidência de sobrecargas em equipamentos. Os limites das direções da região de segurança se deram por questões de estabilidade, representado pelos “círculos preenchidos” e por questões de limites de geração total nos limites inferiores e laterais ao ponto de operação.

Além disso, confirmou-se que, em condições normais de operação, o sistema é capaz de lidar adequadamente com o redespacho da geração fotovoltaica e eólica. No entanto, durante situações de contingência e baixa geração dessas fontes, a capacidade de resposta do sistema é comprometida, levando a violações de limites de tensão e sobrecargas em determinados pontos da rede.

6.2.3 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Térmica da Região Metropolitana de Salvador

Para esta análise, foram considerando os grupos de geração da Tabela 6.3.

Tabela 6.3 - Grupos propostos para estudo dos cenários.

Região de Segurança para a Área Sudoeste do Nordeste		
Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Geração fotovoltaica da região Sudoeste do NE	3º Cenário: geração térmica da região metropolitana de Salvador	Usinas hidráulicas do sistema Sudeste do SIN

Fonte: o autor.

Segue nomograma calculado em regime em contingência, apresentado na Figura 6.9.

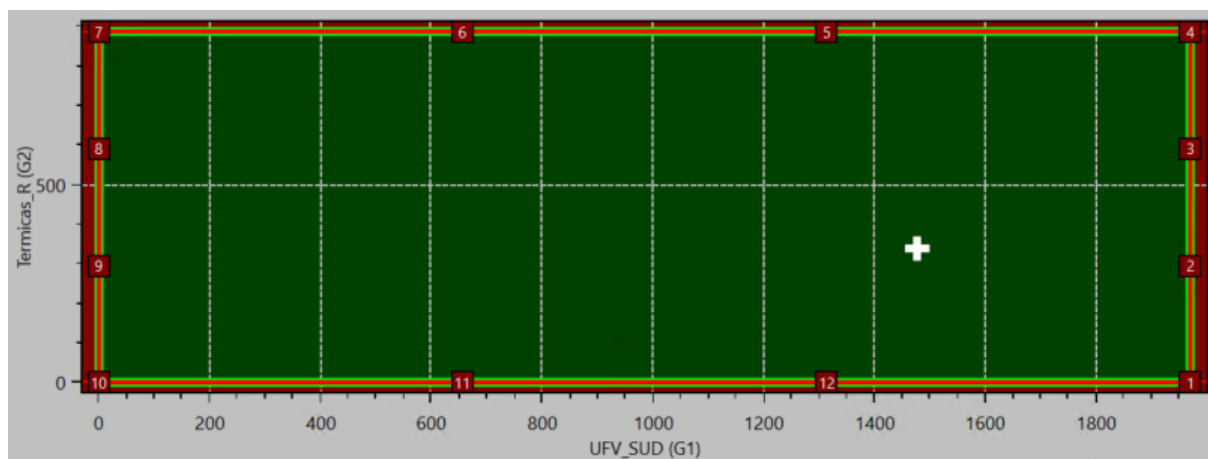


Figura 6.9 - Região de segurança estática da Área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração térmica da região metropolitana de Salvador.

Fonte: o autor.

Pela Figura 6.9, é possível observar que todos os limites nas direções de 1 a 12 do nomograma foram alcançados devido ao esgotamento da geração das usinas que pertencem aos grupos, resultando na forma de um “retângulo”, com os limites das direções representados por um quadrado completo. Não foram constatadas ações de limitação, tanto de tensão quanto de carregamento, para a construção da região de segurança em regime normal e em eventos do sistema. Assim, observa-se que, na ausência de contingências, o acompanhamento operacional da relação entre as gerações se torna dispensável.

6.2.4 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Hidráulica de UITP e UCV

Para esta análise, foram considerando os grupos de geração da Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - Grupos propostos para estudo dos cenários.

Região de Segurança para a Área Sudoeste do Nordeste		
Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Geração fotovoltaica da região Sudoeste do NE	4º Cenário: geração hidráulica de Itapebi e Pedra do Cavalo	Usinas hidráulicas do sistema Sudeste do SIN

Fonte: o autor.

Segue nomograma calculado em regime em contingência, apresentado na Figura 6.10.

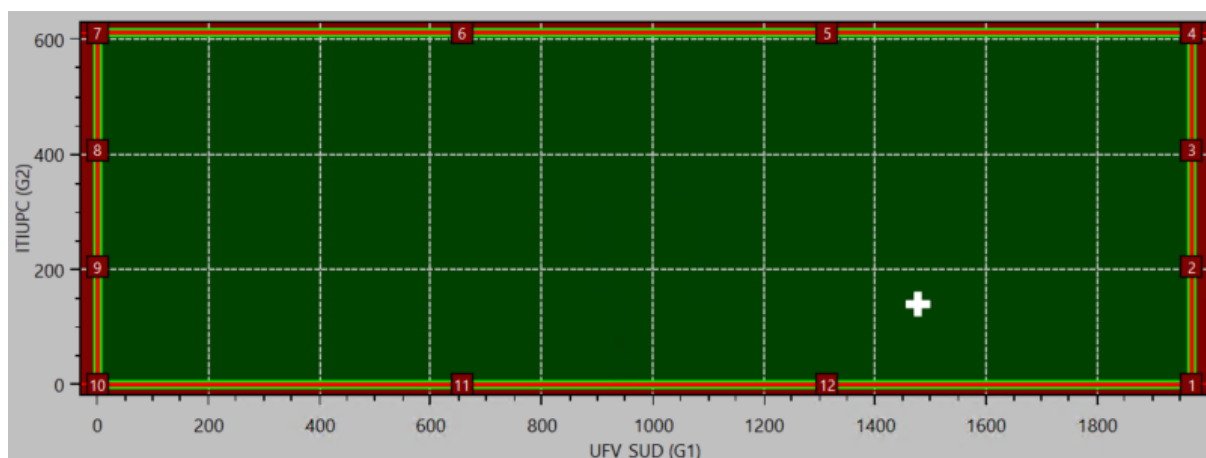


Figura 6.10 - Região de segurança estática para a Área Sudoeste – regime em contingências – geração fotovoltaica x geração hidráulica de UTP e UCV.

Fonte: o autor.

Assim como a região de segurança da geração térmica na região metropolitana de Salvador, pela Figura 6.10 são vistos que todos os limites nas direções de 1 a 12 do nomograma foram alcançados pelo esgotamento da geração das usinas pertencentes aos grupos. Não são constatados problemas de sobrecarga e tensões. Portanto a Figura 6.10 mostra que, em contingências simples no sistema, não há necessidade de acompanhamento da relação geração fotovoltaica do Sudoeste em relação a geração hidráulica da UTP e UCV.

6.2.5 Geração Fotovoltaica Versus a Intercâmbio com Outras Regiões

Para esta análise, foram considerados todos os cenários de estudo apresentados nos subitens anteriores, a saber: a geração fotovoltaica da área Sudoeste do Nordeste em comparação com a hidráulica do rio São Francisco, térmica da região metropolitana de Salvador, eólica da região Sudoeste do NE e a hidráulica existente no extremo sul da Bahia.

Durante cada proposta e análise do grupo 2, o fluxo Nordeste/Sudeste foi acompanhado, onde foram obtidos como resultado valores significativos de intercambio, acima de 7 GW. Nos casos estudados, não foi apresentado o fluxo FNESE invertido. Os valores de FNESE podem ser acompanhados nas Figuras 6.2, 6.4, 6.6 e 6.8, considerando as limitações de cada direção, sendo o valor de FNESE representado na penúltima coluna das tabelas.

Como exemplo, a Figura 6.11 apresenta o acompanhamento do fluxo FNESE versus a geração fotovoltaica da região Sudoeste. Neste estudo, foram selecionadas como modalidade de usinas a serem despachadas as usinas fotovoltaicas da área Sudoeste (G1) e as usinas hidráulicas do rio São Francisco (G2), demonstrado no subitem 6.2.1. Observa-se que a área amarela (sobrecarga) ocorre em momentos de alta geração fotovoltaica associada a alta geração do complexo do rio São Francisco, resultando em um aumento na exportação NE. Esse aumento é destacado pelos valores elevados na abscissa vertical do nomograma.

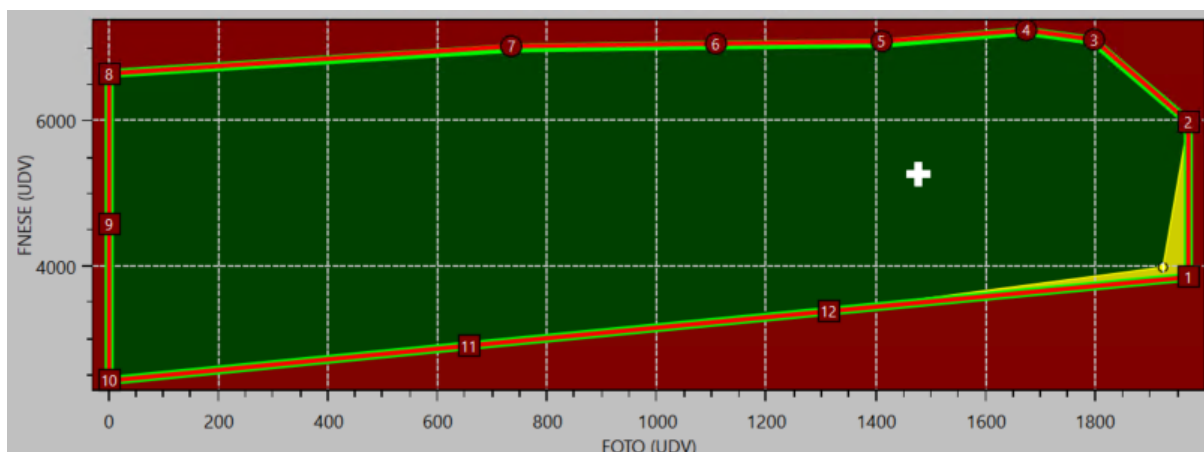


Figura 6.11 – Região de segurança estática para a área Sudoeste – acompanhamento do fluxo FNESE versus fotovoltaica em análise de contingência.

Fonte: o autor.

Os maiores valores alcançados no FNESE ocorrem em momentos que há alta geração no NE em relação a carga da região, sendo exportador para outras áreas de consumo, como o Sudeste do país, devido à conexão entre sistemas regionais existentes no SIN. Portanto, os altos valores de FNESE também externam alta geração renovável variável no NE, incluindo as usinas fotovoltaicas. Vale destacar que o Nordeste importava energia quase em todo tempo até o início desta década, ratificando a mudança energética vivida recente no SIN: o ingresso de fontes de geração renovável variável.

6.3 Constatações

Considerando a análise apresentada, destaca-se a importância do estudo do impacto da geração fotovoltaica na região de segurança da região em estudo do SIN.

Ao comparar usinas fotovoltaicas com outras fontes de geração na região, observa-se que sua relevância em contingência se destaca em relação à geração eólica e à hidráulica do rio São Francisco. No entanto, em comparação com as térmicas da região metropolitana de Salvador e as usinas hidráulicas de Itapebi e Pedra do Cavalo, não há restrições operativas em condição normal nem em contingência simples.

É importante ressaltar que, em tempo real, o sistema pode sofrer variações devido a intervenções em linhas e transformadores, desligamentos para controle de tensão e fatores limitantes temporários apresentados no Sistema de Gestão de Intervenções. Por isso, o monitoramento contínuo das regiões de segurança é essencial, considerando contingências de menor impacto que podem não ser evidenciadas nos estudos de planejamento. Essa abordagem permite identificar possíveis violações do novo N-1.

Outros fatores também impactam na escolha dos grupos de gerações, tais como:

- A complementariedade da geração fotovoltaica em relação a geração eólica na região Sudoeste. Pode-se destacar na Figura 6.12, construída utilizando o histórico real do sistema elétrico:

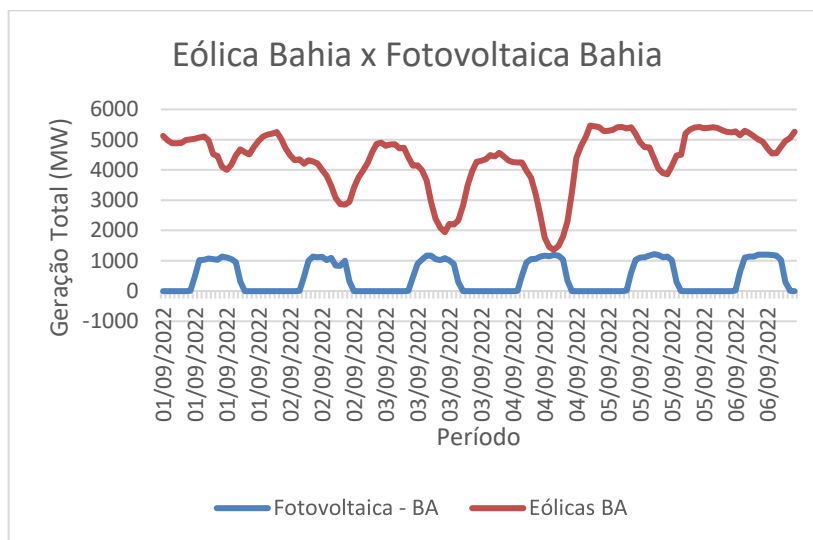


Figura 6.12 - Geração fotovoltaica e eólicas na Bahia em setembro/2022.

Fonte [7] .

- A área de interesse do estudo, onde pode haver a possibilidade de mesmas modalidades de geração concorrerem entre si. Por exemplo, ao analisar o impacto da perda de uma

LT de 230 kV em determinada região, pode-se avaliar como essa divisão afeta as gerações ao norte e ao sul da linha, formando novos grupos de geração.

- A economicidade também pode influenciar a formação desses grupos, considerando os custos de despacho associados. Assim, dependendo do foco do estudo, diferentes combinações de modalidades de geração podem ser utilizadas para a definição dos grupos monitorados na Região de Segurança.
- Compreender o comportamento em regime permanente, considerando a geração fotovoltaica, permite um planejamento mais eficaz da manutenção preventiva, reduzindo a inatividade dos equipamentos e garantindo uma operação contínua e eficiente.

Além disso, através da análise em regime estático, é possível estudar a integração do sistema fotovoltaico com sistemas de armazenamento de energia, como baterias, para garantir uma oferta constante de energia, mesmo quando a irradiância solar variar.

CAPÍTULO 7

Análise Elétrica Dinâmica

7.1 Estudo de Caso

A análise elétrica dinâmica tem como objetivo avaliar o comportamento do sistema frente a eventos transitórios, como oscilações de frequência e variações de tensão, oferecendo uma visão complementar à análise estática apresentada no Capítulo 6.

Com base nos nomogramas do Organon, o estudo investiga os impactos da geração fotovoltaica na estabilidade da região Sudoeste do Nordeste, realizando comparações com outras fontes de geração. Foram adotadas oito direções distintas para explorar os grupos de redespacho e estabelecer suas respectivas fronteiras. A análise utiliza como base o caso mensal de abril de 2024, caracterizado por carga média, empregando os mesmos parâmetros, contingências descritas na Tabela 5.6 e esquemas especiais de proteção discutidos no Capítulo 5.

7.2 Validação do Estudo

Para validar a importância deste estudo em regime dinâmico, foram comparadas as Regiões de Segurança utilizando nomogramas, considerando a modelagem das usinas fotovoltaicas e sua ausência, mantendo inalteradas a modelagem dos demais tipos de geração.

Esta ação ocorre através de bloqueio do parâmetro de fotovoltaica no arquivo .prm do Organon, denominado *TDSBLKPVG*. O objetivo é demonstrar que, sem a modelagem aplicada, as usinas fotovoltaicas tendem a responder às variações nos grupos de geração sem o refinamento elétrico das usinas modeladas, que leva a uma representação menos precisa do comportamento dinâmico do sistema.

Assim, a comparação entre uma Região de Segurança com modelagem fotovoltaica e outra sem essa modelagem reforça a relevância da modelagem da geração fotovoltaica e suas consequências no SIN.

As Figuras 7.1 a 7.4 ilustram o uso da modelagem dinâmica das usinas fotovoltaicas versus a ausência dessa modelagem. Nessas figuras, o Grupo 1 consiste em unidades geradoras fotovoltaicas no Sudoeste do Nordeste e o Grupo 2 de unidades hidráulicas pertencentes ao rio São Francisco.

Figura 6.12 - Geração fotovoltaica e eólicas na Bahia em setembro/2022.

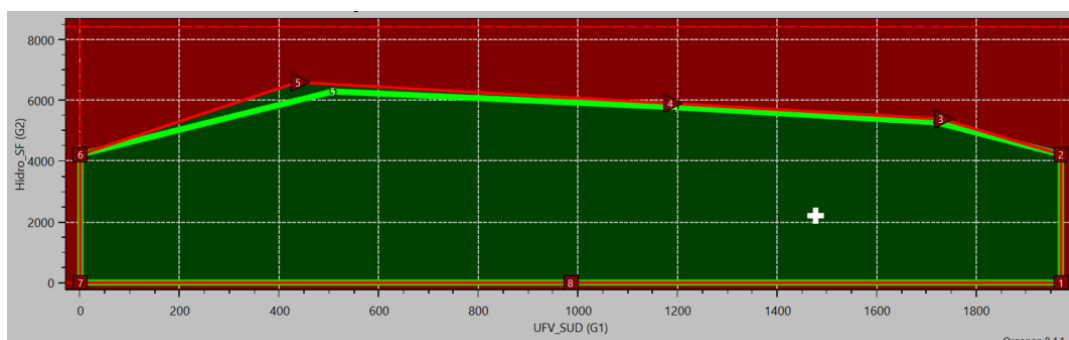


Figura 7.1 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1 – usando a modelagem fotovoltaica.

Fonte: o autor.

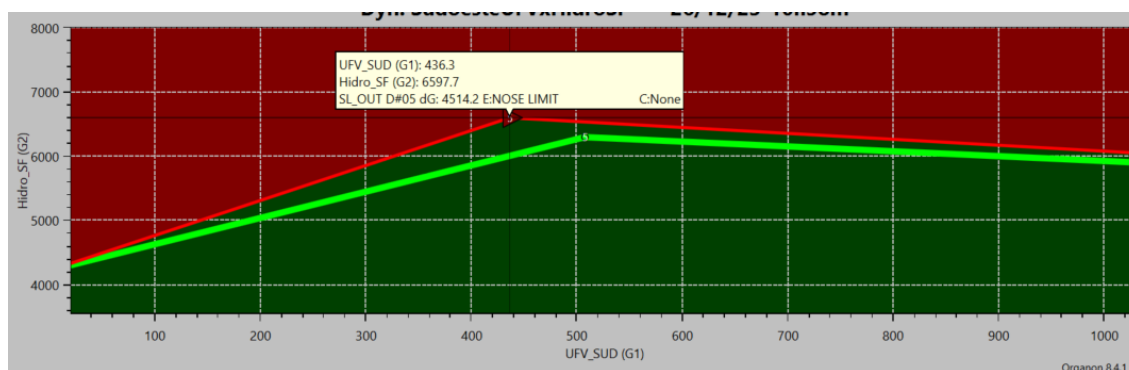


Figura 7.2 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1 – usando a modelagem fotovoltaica com ênfase na direção 5.

Fonte: o autor

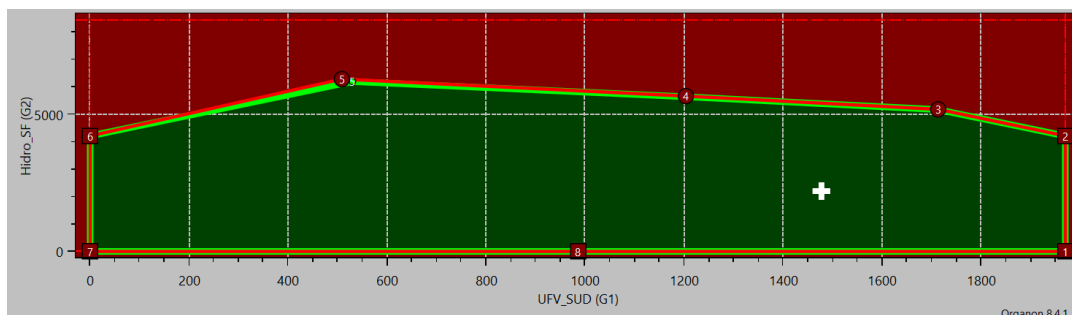


Figura 7.3 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1– sem o uso de modelagem fotovoltaica.

Fonte: o autor.

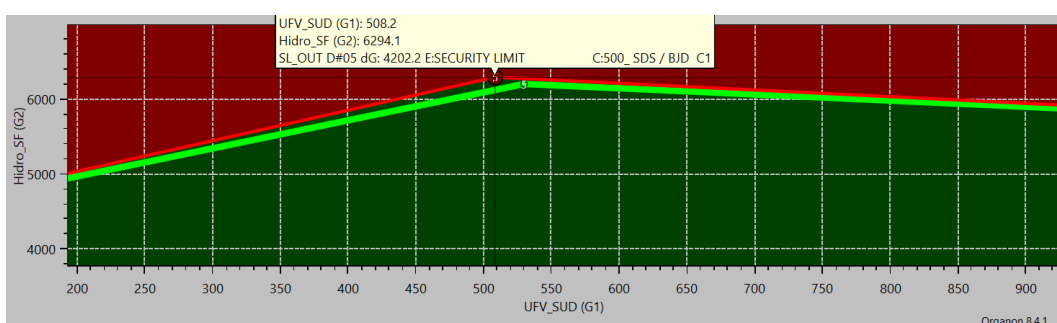


Figura 7.4 – Região de segurança para a contingência da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1– sem o uso de modelagem fotovoltaica com ênfase na direção 5.

Fonte: o autor.

Nos nomogramas apresentados, a principal diferença na análise da contingência simples da LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II C1 é a ultrapassagem mais acentuada do limite de tensão nas direções 3, 4 e principalmente, 5, quando a modelagem fotovoltaica é considerada, evidenciada pelo contorno verde-claro. Além disso, o raio percorrido com a modelagem fotovoltaica é maior em comparação à ausência dessa modelagem, alcançando a “ponta do nariz” nas mesmas direções, como ilustrado na Figura 7.1.

Já na Figura 7.3, considerando as mesmas direções, são alcançados os limites de segurança em um excursionamento menor, considerando o ponto de operação inicial. Em ambas as condições, modeladas ou não, nas direções 1, 2, 6, 7 e 8, alcançaram o limite de geração dos grupos associados.

Os resultados confirmam que a modelagem dinâmica das usinas fotovoltaicas exerce influência significativa sobre a estabilidade do sistema. Isso ocorre porque os inversores possuem controles, capazes de modificar a resposta transitória do sistema em termos de suporte de potência reativa, inércia virtual e resposta ao afundamento de tensão (FRT). Sem essa

modelagem, tais efeitos deixam de ser representados, resultando em uma avaliação incompleta da segurança operativa.

7.3 Análise e Resultados na Região Sudoeste do Nordeste

Considerando a mesma premissa utilizada no capítulo 6, a análise se concentra na comparação entre a geração fotovoltaica e outras formas de geração de energia na região Sudoeste do Nordeste com base nos resultados dos nomogramas do Organon. No entanto, na análise a seguir, foi considerada habilitada toda a modelagem associada as modalidades de geração, incluindo a modelagem fotovoltaica.

Para as análises comparativas da geração fotovoltaica da região Sudoeste em relação a geração térmica da região metropolitana de Salvador e a geração hidráulica de Itapebi e Pedra do Cavalo, não foram constatadas ações de limitação, tanto de tensão quanto de carregamento, para a construção da região de segurança em regime normal e em eventos do sistema. Portanto, como discutido no capítulo 6, e considerando o estudo de planejamento, não há necessidade de acompanhamento da relação entre a geração fotovoltaica e as modalidades de geração mencionadas.

7.3.1 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Hidráulica do Rio São Francisco

Para este estudo foram considerados os grupos de geração apresentados na Tabela 6.1. Na Figura 7.5, segue nomograma calculado em regime normal de operação.

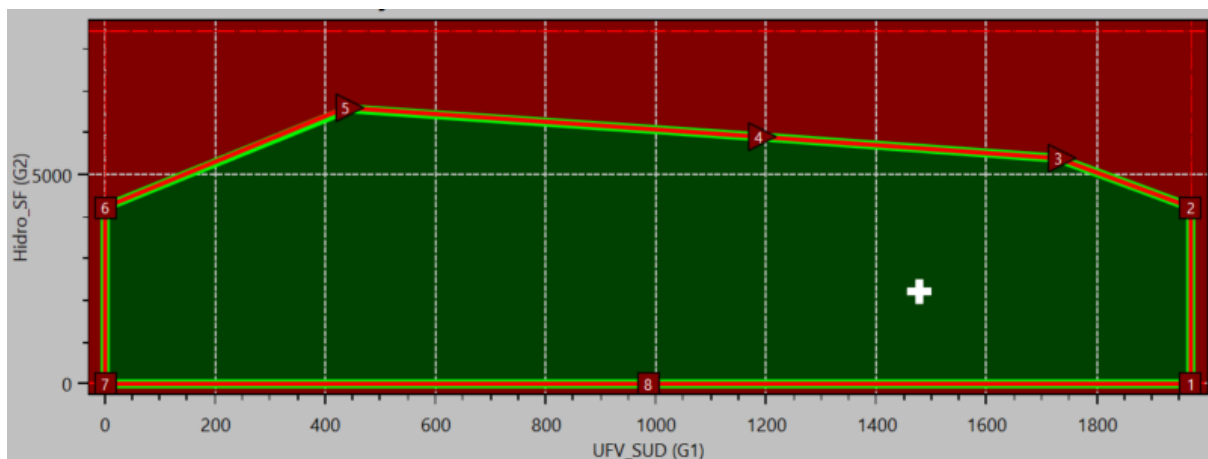


Figura 7.5 - Região de segurança para a Sudoeste – regime normal de operação – considerando geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.

Fonte: o autor

Embora a operação normal, regime estático e dinâmico possa envolver diferentes análises temporais e comportamentais do sistema, o nomograma encapsula a resposta global do sistema as mesmas condições. Na análise acima, sem contingências no sistema, foi encontrado o mesmo nomograma apresentado no Capítulo 6, na análise em regime permanente. Isso ocorre porque as condições de operação e os parâmetros do sistema permanecem constantes em ambas as análises.

Considerando a avaliação de todas as contingências apresentadas no Capítulo 5 é encontrada a região de segurança da Figura 7.6 e o *report table* da Figura 6.7.

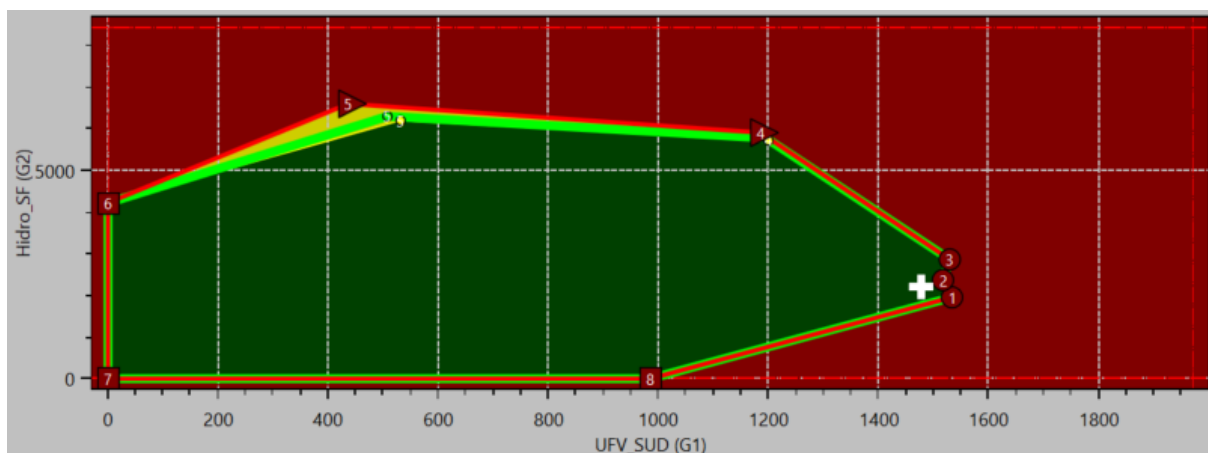


Figura 7.6 - Região de segurança para a área Sudoeste – regime de contingência – considerando geração fotovoltaica x geração hidráulica do rio São Francisco.

Fonte: o autor.

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)	FNESE (MW)	SF_UTE (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1476.7	2205.0	8537.0	0.0	5051.7	2330.0
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1969.4	8440.0	16350.8		7309.3	6722.7
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	0.0	1718.0		2476.7	125.0
1	SL_OUT	SECURITY LIMIT	LT 230 kV B. J. Lapa II - B. J.	257.4	1532.8	1953.8	8732.1	281.7	4924.3	2078.8
2	SL_OUT	SECURITY LIMIT	LT 230 kV B. J. Lapa - Tabocas	167.0	1516.4	2367.2	8335.2	210.4	5185.7	2492.2
3	SL_OUT	SECURITY LIMIT	LT 230 kV B. J. Lapa - Tabocas	660.6	1528.7	2863.5	7826.4	808.5	5520.8	2988.5
4	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3712.6	1184.7	5906.1	5128.0	4335.3	7309.3	6031.1
4	TL_OUT		500_RDE / BRD C2(N5)	3523.6	1199.5	5717.7	5301.5	4110.8	7187.1	5842.7
4	UV_OUT	REGUA-BA230	500_SDS / BJD C1	3582.9	1194.9	5776.8	5247.1	4180.4	7223.8	5901.8
5	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4514.2	436.3	6597.7	5184.7	4890.0	7200.1	6722.7
5	TL_OUT		500_RDE / BRD C2(N5)	4102.1	531.3	6196.7	5490.7	4442.7	7002.0	6321.7
5	UV_OUT	MATATU-BA230	500_SDS / BJD C1	4205.2	507.6	6297.0	5414.2	4554.0	7050.5	6422.0
6	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2498.2	0.0	4220.0	7998.7	2032.4	5317.4	4345.0
7	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2653.8	0.0	0.0	12218.7	3390.1	2476.7	125.0
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2259.2	984.7	0.0	11234.0	2882.8	3194.6	125.0

Figura 7.7 – Tabular da região de segurança para a área Sudoeste – regime de contingências na região - considerando geração fotovoltaica x geração São Francisco.

Fonte: o autor

Pela análise dos resultados constata-se que:

- O ponto de operação apresenta-se em uma região estável, sem evidência de sobrecargas em equipamentos, porém próximo de limites de segurança quando há elevação de geração fotovoltaica na região, nas direções 1, 2 e 3. Isso é provocado pela contingência simples das LTs 230 kV Bom Jesus da Lapa II/Bom Jesus da Lapa e LT 230 kV Bom Jesus da Lapa/Tabocas do Brejo Velho. Os limites das direções destacadas se deram por questões de estabilidade, representadas pelos “círculos preenchidos”.
- Avaliando as direções 6, 7 e 8, observou-se o alcance do limite inferior de pelo menos um dos grupos de geração, momentos em que a geração fotovoltaica e/ou hidráulica se apresentam baixa ou nula.
- As direções de 4 e 5, apresentam a chamada “ponta do nariz” (ponto extremo) da curva PV, além de violação térmica de limite de equipamentos e violação de tensão em barramentos de 230 kV quando da contingência da LT 500 kV Rio da Éguas /Barreiras II C2;

Como resultado da análise em regime dinâmico, comparando a geração fotovoltaica na área Sudoeste com a geração hidráulica do rio São Francisco, observa-se que a geração fotovoltaica tem impacto na região, especialmente durante contingências nas linhas de transmissão em 500 kV, como a LT 500 kV Sol do Sertão/Bom Jesus da Lapa II e Rio das Éguas/Barreiras II.

7.3.2 Geração Fotovoltaica Versus a Geração Eólica da Região Sudoeste

Para este estudo foram considerados os seguintes grupos de geração apresentados na Tabela 6.2. Segue nomograma calculado em regime normal de operação, apresentado na Figura 7.8.

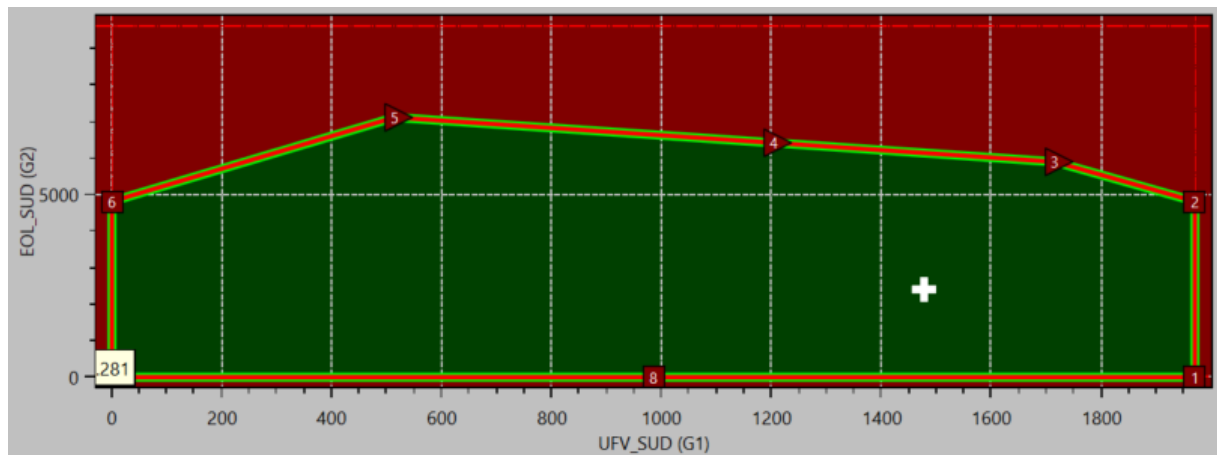


Figura 7.8 - Região de segurança em operação normal para a área Sudoeste - considerando geração fotovoltaica x geração eólica da área Sudoeste.

Fonte: o autor

Como exposto no subitem anterior, não há alteração nas condições de operação, e os limites e parâmetros do sistema permanecem constantes nas análises em regime dinâmico e estático. A diferença é que, em regime dinâmico, é apresentado o contorno dos limites dinâmicos, o qual está sobreposto ao contorno de limite de tensão, destacados nas cores laranja e verde do nomograma. Baseado nesta explicação, nas próximas análises, não será apresentado o nomograma das regiões em operação normal.

Considerando a avaliação de todas as contingências expostas no Capítulo 5, apresenta-se na Figura 7.9 a região de segurança obtida, acompanhada pela *report table* ilustrada na Figura 7.10.

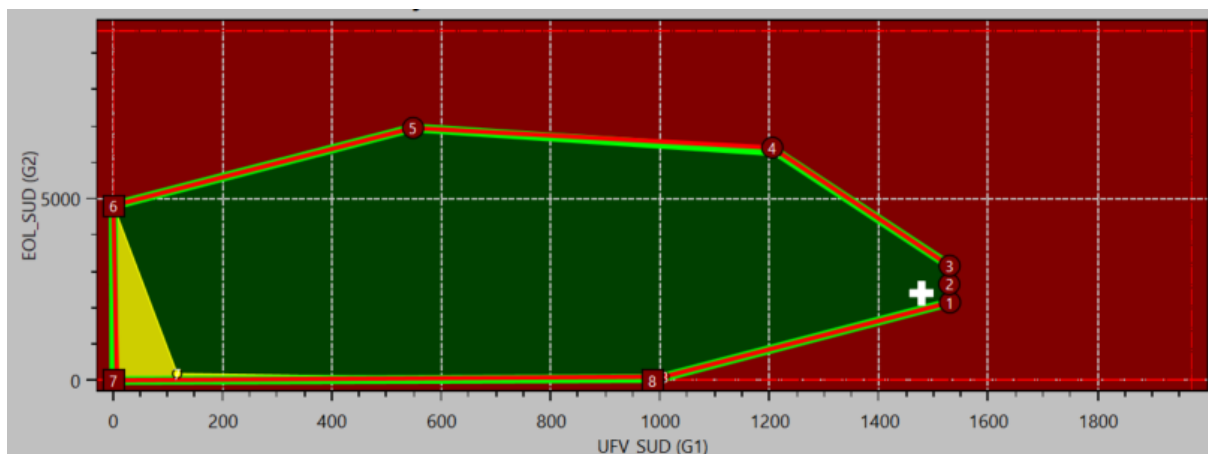


Figura 7.9 - Região de segurança em contingências - considerando geração fotovoltaica x geração eólica.

Fonte: o autor

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)	FNESE (MW)	SF_UTE (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1476.7	2405.4	8537.0	0.0	5051.7	2330.0
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1969.4	9632.6	16350.8		7850.6	2330.0
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	0.0	776.0		2139.6	2330.0
1	SL_OUT	SECURITY LIMIT	LT 230 kV B. J. Lapa - Tabocas	260.0	1528.9	2150.7	8739.5	154.2	4897.5	2330.0
2	SL_OUT	SECURITY LIMIT	LT 230 kV B. J. Lapa - Tabocas	253.8	1527.5	2654.1	8237.5	221.8	5273.5	2330.0
3	SL_OUT	SECURITY LIMIT	LT 230 kV B. J. Lapa - Tabocas	756.1	1528.1	3159.7	7731.3	599.4	5651.0	2330.0
4	SL_OUT	SECURITY LIMIT	500_SDS / BJD C1	4012.8	1204.2	6409.0	4806.0	2799.0	7850.6	2330.0
4	TL_OUT		500_RDE / BRD C2(N5)	3992.6	1205.5	6388.7	4824.8	2784.5	7836.2	2330.0
4	UV_OUT	R.EGUA-BA230	500_SDS / BJD C1	3896.8	1212.0	6293.2	4913.9	2716.2	7767.9	2330.0
5	SL_OUT	SECURITY LIMIT	230_JGR/SNB C1(L1) & JZD/SNB C1	4640.4	547.7	6951.9	4919.5	2707.1	7758.8	2330.0
6	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2827.2	0.0	4816.3	7602.8	738.2	5789.9	2330.0
7	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2822.5	0.0	0.0	12419.1	2912.0	2139.6	2330.0
7	TL_OUT	SOBRAD-BA230 - JUAZE2-B	500_FUT / JZT	2599.9	116.5	189.7	12113.0	2679.0	2372.7	2330.0
7	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2820.7	0.9	1.5	12416.6	2910.1	2141.5	2330.0
7	VD_OUT	6321 JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2810.2	6.5	10.5	12402.1	2899.1	2152.6	2330.0
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2455.2	984.7	0.0	11434.4	2195.1	2856.5	2330.0
8	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2393.3	997.1	60.7	11361.3	2139.0	2912.7	2330.0
8	VD_OUT	6321 JAGUAR-BA230	230_JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2344.6	1006.9	108.3	11303.9	2094.9	2956.8	2330.0

Figura 7.10 - Tabular da região de segurança em contingência para a área Sudoeste - considerando geração fotovoltaica x geração eólica.

Comparando o estudo dinâmico com o estudo estático do Capítulo 6, ambos considerando a geração fotovoltaica versus a geração eólica, são vistas as seguintes diferenças:

- A alteração da forma (*shape*) da região de segurança ocorre devido aos ajustes mais refinados acarretados pela modelagem fotovoltaica considerada em regime dinâmico.
- No regime dinâmico há também uma redução no excursionamento da geração da fotovoltaica na região segura, aproximando o ponto de operação inicial ao limite dinâmico nas direções 1, 2 e 3.
- Outro destaque é a nova fronteira de violação de limites inferiores de tensão quando há inexistência ou pouca existência de geração eólica. No nomograma considerando os parâmetros de fotovoltaica, os limites de tensão e de estabilidade são os mesmos.

-
- Em regime dinâmico, foi alterado o limite de tensão na ausência de geração fotovoltaica. Na análise em regime estático, há pontos onde ocorre a violação de tensões no sistema no excursionamento das direções existentes antes do limite de região de segurança. Já na análise em regime dinâmico, essas violações de limite de tensão não ocorrem.
 - O excursionamento do ponto de operação é maior na análise em regime estático em comparação com o regime dinâmico.

Essas diferenças expostas nos nomogramas nas análises dinâmica e estática vista na comparação da geração fotovoltaica versus geração eólica embasam a importância da correta modelagem de usinas visando a análise do impacto da geração fotovoltaica no SIN.

7.3.3 Geração Fotovoltaica Versus o Intercâmbio com Outras Regiões

Para esta análise, foram considerando todos os cenários de estudo relevantes apresentados nos subitens anteriores, a saber: a geração fotovoltaica da área Sudoeste do Nordeste em comparação com a geração hidráulica do rio São Francisco, térmica da região metropolitana de Salvador e eólica da região Sudoeste do NE.

Durante as análises das diversas modalidades de geração, o fluxo Nordeste-Sudeste (FNESE) foi monitorado, apresentando em todo momento o Nordeste como exportador, com intercâmbio acima de 7 GW. As Figuras 7.6 e 7.7 exemplifica o acompanhamento do fluxo FNESE versus a geração fotovoltaica da região Sudoeste, evidenciando a seleção das usinas fotovoltaicas da área Sudoeste (G1) e das usinas hidráulicas do rio São Francisco (G2). Destaca-se que, em momentos de elevado FNESE, há sobrecarga de equipamentos e violação de tensão em momentos de contingências.

7.3.4 Efeito da Substituição da Geração Fotovoltaica por Geração Hidráulica

Neste item considera a substituição dos parâmetros fotovoltaicos da região Sudoeste do Nordeste pelos parâmetros da usina hidrelétrica Paulo Afonso IV, de modo a eliminar os efeitos característicos da geração fotovoltaica. A comparação é realizada por meio de nomogramas do Organon, analisando as barras onde a geração fotovoltaica foi substituída e outras formas de

geração na região, comparando o cenário sem geração fotovoltaica, composto exclusivamente por unidades convencionais (hidrelétricas e termelétricas), mantendo-se a carga constante.

Para este estudo, foi utilizada a análise dinâmica, com alterações no arquivo .dyn. A modelagem da usina Paulo Afonso IV foi aplicada às usinas fotovoltaicas, enquanto as demais modelagens existentes para as diversas modalidades de geração na região permanecem habilitadas e inalteradas.

O objetivo da substituição foi possibilitar uma comparação entre a resposta dinâmica do sistema nos cenários com e sem geração fotovoltaica, destacando as diferenças de comportamento do sistema quando predominam fontes sem inércia rotacional, como a fotovoltaica, em relação a fontes convencionais com características inerciais. Dessa forma, buscou-se evidenciar como a alteração no perfil de geração influencia a robustez operativa da rede.

Os Esquemas Especiais de Proteção, bem como o caso de estudo e os arquivos utilizados (.prm, .spt e .dat), correspondem aos apresentados no item 5.5, considerando a análise dinâmica em carga média de um dia útil de abril.

7.3.4.1 Substituição da Geração Fotovoltaica por Hidráulica Versus a Geração Hidráulica do Rio São Francisco

As Figuras 7.11 e 7.12 apresentam a Região de Segurança obtida na substituição da geração fotovoltaica por hidráulica, versus a referência da geração hidráulica do rio São Francisco.

Nota-se que a substituição altera a configuração da região, refletindo mudanças nos limites de tensão e carregamento.

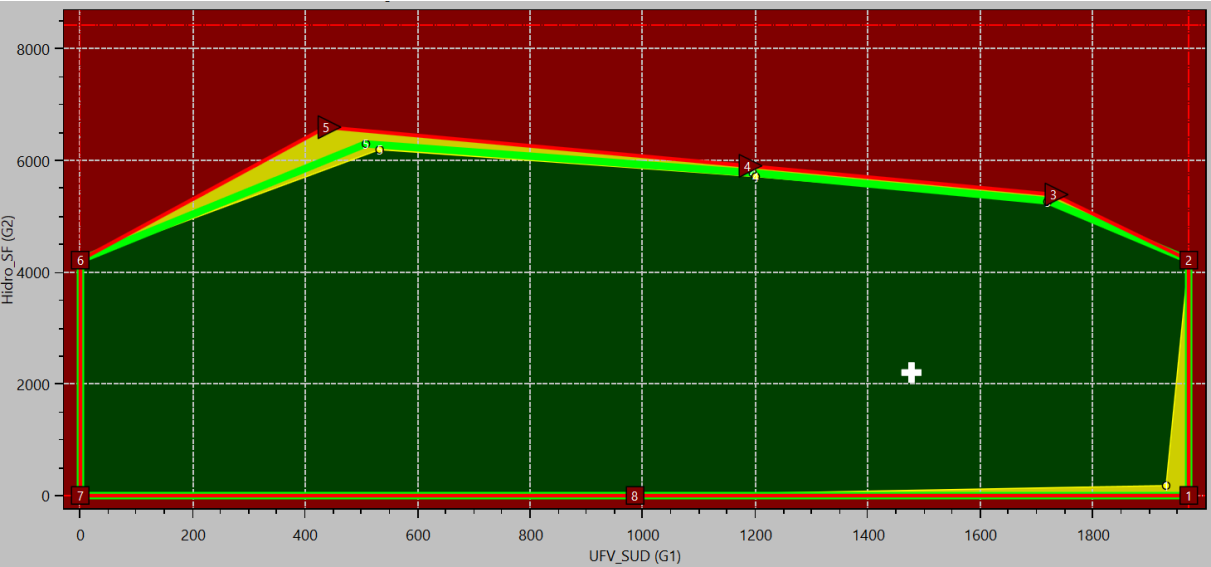


Figura 7.11 - Região de segurança em contingências - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração hidráulica do rio São Francisco.

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (M)
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1969.4	8440.0	16350.8	
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	0.0	1718.0	
1	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2259.4	1969.4	0.0	10249.3	2488.4
1	TL_OUT	JUAZE3-BA230 - JZT-T2-B	500_ FUT / JZT	2075.5	1929.3	179.5	10109.9	2285.3
2	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2074.4	1969.4	4220.0	6029.3	2630.6
3	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3196.1	1728.5	5391.2	5099.0	3939.9
3	TL_OUT		500_ RDE / BRD C2(N5)	3068.2	1718.4	5263.7	5236.6	3779.0
3	UV_OUT	R.EGUA-BA230	500_ SDS / BJD C1	3081.6	1719.5	5277.0	5222.3	3795.8
4	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3712.6	1184.7	5906.1	5128.0	4335.3
4	TL_OUT		500_ RDE / BRD C2(N5)	3519.4	1199.8	5713.5	5305.3	4105.9
4	UV_OUT	R.EGUA-BA230	500_ SDS / BJD C1	3583.6	1194.8	5777.5	5246.4	4181.2
5	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	4514.2	436.3	6597.7	5184.7	4890.0
5	TL_OUT		500_ RDE / BRD C2(N5)	4101.1	531.6	6195.7	5491.5	4441.5
5	UV_OUT	MATATU-BA230	500_ SDS / BJD C1	4206.4	507.3	6298.2	5413.2	4555.4
6	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2498.2	0.0	4220.0	7998.7	2032.4
7	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2653.8	0.0	0.0	12218.7	3390.1
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2259.2	984.7	0.0	11234.0	2882.8

Figura 7.12 - Tabular da região de segurança em contingência para a Área Sudoeste - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração hidráulica do rio São Francisco.

Fonte: o autor

7.3.4.2 Substituição da Geração Fotovoltaica por Hidráulica Versus a Geração Eólica da Região Sudoeste

As Figuras 7.13 e 7.14 apresentam a Região de Segurança na substituição da geração fotovoltaica por hidráulica, considerando como referência a geração eólica da região Sudoeste.

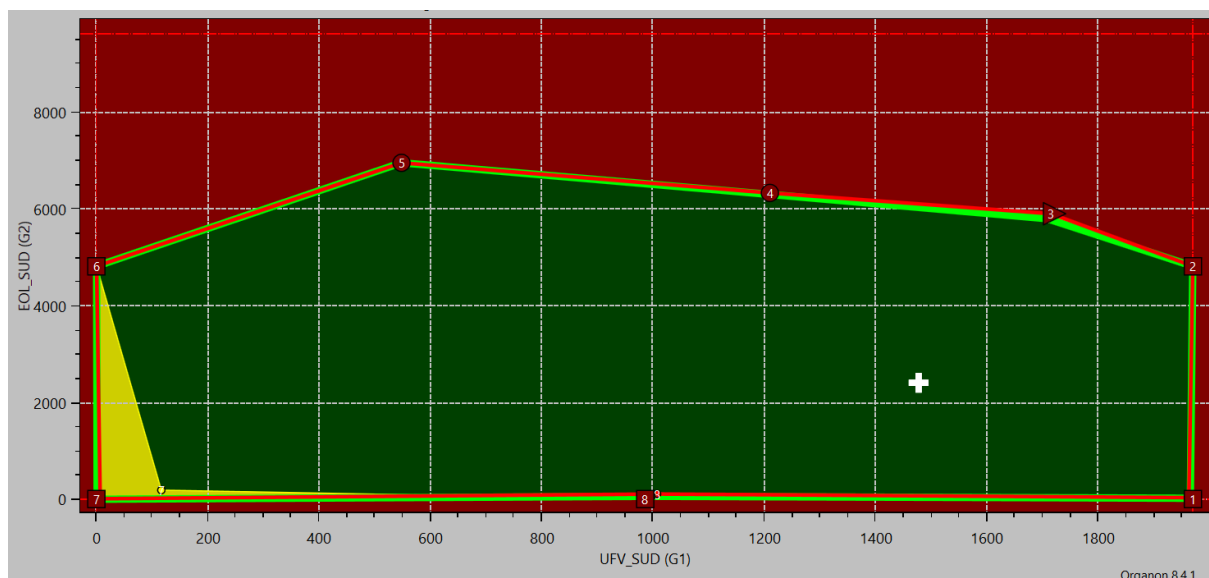


Figura 7.13 - Região de segurança em contingências - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração eólica da região Sudoeste.

Fonte: o autor

Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist_MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)
1	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_ JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2433.3	1965.0	21.6	10432.5	1477.6
1	VD_OUT	6321 JAGUAR-BA230	230_ JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2420.0	1962.3	34.6	10422.2	1469.4
2	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2460.7	1969.4	4816.3	5633.4	2157.5
3	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	3502.0	1714.9	5899.3	4804.9	2798.9
3	TL_OUT		500_ RDE / BRD C2(N5)	3464.9	1712.4	5862.3	4844.4	2767.4
3	UV_OUT	R.EGUA-BA230	500_ SDS / BJD C1	3398.9	1707.9	5796.4	4914.8	2711.3
4	SL_OUT	SECURITY LIMIT	230_ JGR/SNB C1(L1) & JZD/SNB C1	3932.7	1209.6	6329.1	4880.4	2740.0
4	UV_OUT	R.EGUA-BA230	500_ SDS / BJD C1	3900.0	1211.8	6296.4	4910.8	2718.5
5	SL_OUT	SECURITY LIMIT	230_ JGR/SNB C1(L1) & JZD/SNB C1	4640.4	547.7	6951.9	4919.5	2707.1
6	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2827.2	0.0	4816.3	7602.8	738.2
7	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2822.5	0.0	0.0	12419.1	2912.0
7	TL_OUT	SOBRAD-BA230 - JUAZE2-B	500_ FUT / JZT	2600.4	116.2	189.3	12113.6	2679.4
7	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_ JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2820.7	0.9	1.5	12416.6	2910.2
7	VD_OUT	6321 JAGUAR-BA230	230_ JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2810.2	6.4	10.5	12402.1	2899.1
8	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2455.2	984.7	0.0	11434.4	2195.2
8	UV_OUT	JAGUAR-BA230	230_ JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2393.3	997.1	60.7	11361.3	2139.0
8	VD_OUT	6321 JAGUAR-BA230	230_ JZD/JGR C1(N1) & JZD/SNB C1	2344.7	1006.8	108.2	11304.0	2095.0

Figura 7.14 - Tabular da região de segurança em contingência para a Área Sudoeste - Considerando a operação com geração hidráulica em substituição à fotovoltaica, frente à geração eólica da região Sudoeste do NE.

Fonte: o autor

A seguir é apresentado o quadro comparativo das usinas fotovoltaicas e sua substituição pela geração hidráulica, ilustrado na Figura 7.15 para o caso frente à geração hidráulica do rio São Francisco e na Figura 7.16 para o caso frente à geração eólica da região Sudoeste do Nordeste.

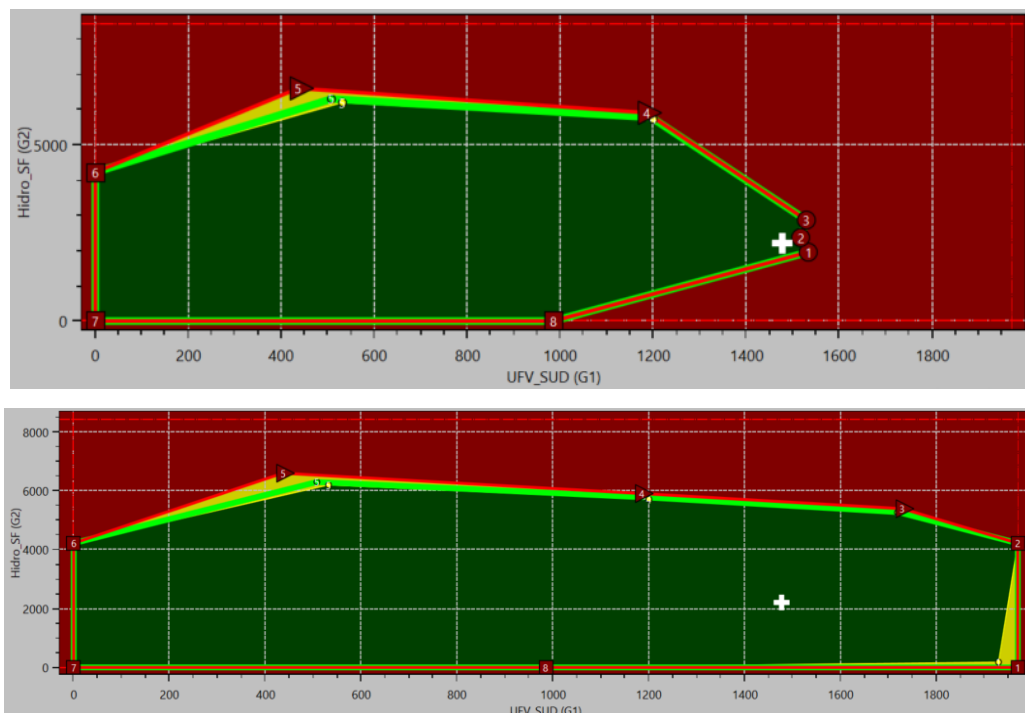


Figura 7.15 - Quadro comparativo da configuração normal (acima) considerando a substituição da geração fotovoltaica por hidráulica (abaixo), frente à geração hidráulica do rio São Francisco.

Fonte: o autor

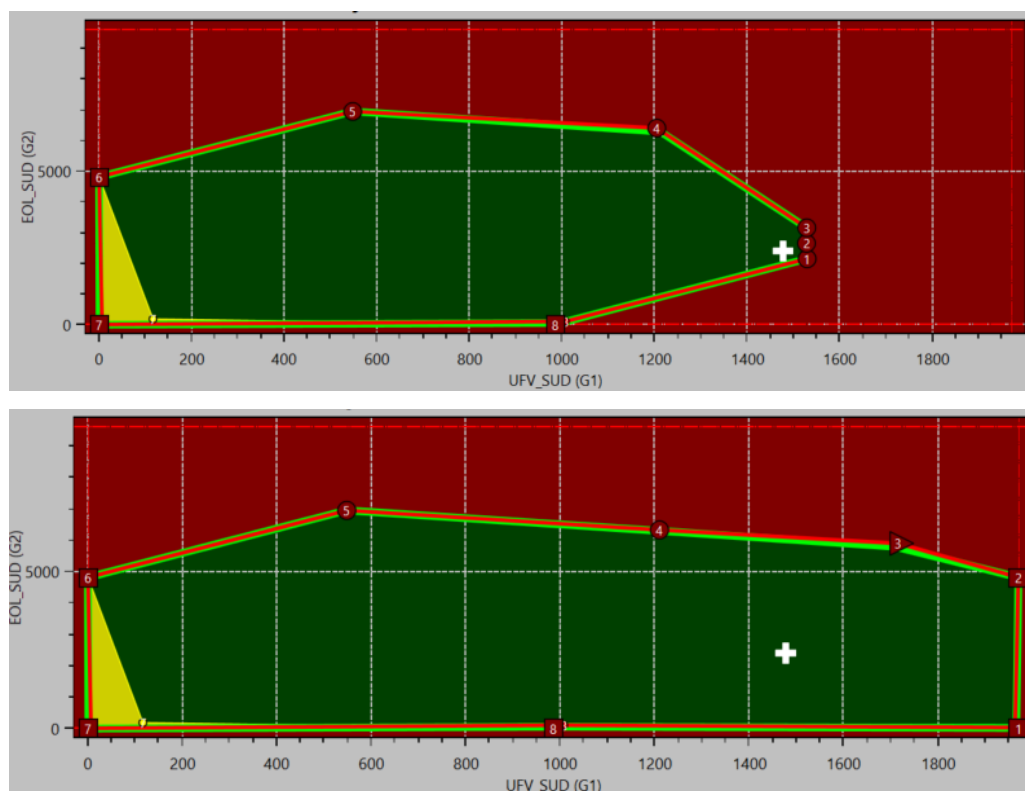


Figura 7.16 - Quadro comparativo da configuração normal (acima) considerando a substituição da geração fotovoltaica por hidráulica (abaixo), frente à geração eólica da região Sudoeste do Nordeste.

Fonte: o autor

Quando a modelagem da geração fotovoltaica é substituída pela da usina hidráulica Paulo Afonso IV no Organon, a diferença esperada nos nomogramas está diretamente ligada às características técnicas e operacionais das duas formas de geração. A usina hidráulica, por utilizar máquinas síncronas, contribui de forma mais efetiva para a estabilidade do sistema, resultando em nomogramas com regiões de segurança mais amplas. Esse comportamento decorre da capacidade das turbinas hidráulicas de manter a frequência e amortecer oscilações decorrentes de perturbações. Já a geração fotovoltaica, baseada em inversores eletrônicos, não possui a mesma capacidade de resposta, apresentando limitações no suporte dinâmico ao sistema e, conseqüentemente, menor efeito estabilizador.

A substituição da modelagem fotovoltaica pela da usina Paulo Afonso IV resultou na ampliação da área de segurança, reduzindo as restrições elétricas e tornando a distribuição de fluxos de potência entre barras mais estável e menos suscetível a flutuações.

Essa análise evidencia que a configuração do parque gerador exerce papel determinante na definição das margens de operação segura. Enquanto as usinas hidráulicas contribuem para um comportamento mais estável do sistema, a predominância de fontes intermitentes, como a fotovoltaica, apresenta restrições adicionais que precisam ser consideradas no planejamento e na operação em tempo real.

7.4 Constatações

A modelagem dinâmica das usinas fotovoltaicas é essencial para avaliar com precisão seu impacto no SIN. Sua inclusão permite análises mais detalhadas, em geral amplia os limites operacionais e evidencia impactos significativos em contingências, destacando a importância de considerar respostas transitórias para margens de segurança mais precisas.

A comparação da geração fotovoltaica com outras fontes de energia também trouxe compreensões relevantes. Em relação à geração hidráulica, o impacto da fotovoltaica mostrou-se mais pronunciado em contingências específicas. Quando comparada à geração eólica, observou-se que a modelagem dinâmica altera a região de segurança e aproxima o ponto de operação do limite dinâmico. Além disso, no intercâmbio de energia entre o Nordeste e o

Sudeste, a exportação de energia pelo Nordeste resultou em altos fluxos que levaram a sobrecargas e violações de tensão, ressaltando a complexidade da operação do sistema elétrico.

Outro aspecto relevante observado foi o comportamento da margem de escoamento de potência ativa, que representa a capacidade remanescente do sistema para transferir a energia gerada sem ultrapassar os limites operacionais das instalações. Em cenários com elevado despacho da geração fotovoltaica, essa margem apresentou redução, contribuindo para situações de sobrecarga em elementos da rede e violações nos níveis de tensão. Tais condições evidenciam a sensibilidade do sistema à localização das fontes geradoras e à capacidade instalada da malha de transmissão, consolidando a margem de escoamento como um parâmetro essencial tanto para o planejamento quanto para a operação segura do sistema elétrico.

Por fim, um aspecto importante demonstrado foi que a substituição da geração fotovoltaica por hidráulica resultou na ampliação da área de segurança do sistema. Esse resultado confirma que a presença de usinas síncronas, como as hidráulicas, contribui para a maior estabilidade do SIN e auxilia na superação dos desafios operacionais associados à elevada penetração de fontes renováveis variáveis.

Os resultados deste capítulo destacam a importância do estudo dinâmico para compreender o impacto da geração fotovoltaica no SIN.

A modelagem das usinas, especialmente das fotovoltaicas, permite avaliar com maior precisão a resposta do sistema elétrico a variações e contingências. A inclusão de parâmetros adequados é essencial para garantir a segurança operacional e a estabilidade do SIN, especialmente diante dos desafios impostos pelo aumento da participação de fontes intermitentes na matriz energética.

CAPÍTULO 8

Conclusão e Trabalhos Futuros

8.1 Considerações Finais

Com base na abordagem desenvolvida neste trabalho, destacam-se as seguintes constatações.

A matriz energética mundial encontra-se em processo de transição, com crescente protagonismo das fontes renováveis, especialmente a eólica e a solar fotovoltaica. Apresentou-se, inicialmente, um panorama geral da geração fotovoltaica no Brasil e no mundo. Na sequência, foi destacada a crescente capacidade instalada de fontes renováveis variáveis na região Sudoeste do Nordeste do SIN, área escolhida para o estudo de caso em que a participação da geração renovável variável tem se tornado significativamente elevada, seguindo com tendência de crescimento devido ao potencial ainda a ser explorado.

Na medida que a geração fotovoltaica cresce como fonte alternativa, cresce também o interesse em entender seu comportamento e, consequentemente tornando sua representação um campo ativo de pesquisa. Alinhado a este interesse, foram abordados os conceitos associados a esta geração, incluindo requisitos técnicos e a topologia típica de uma usina fotovoltaica. Além disso, foram abordados os aspectos técnicos das usinas baseadas em inversores, destacando-se suas principais diferenças em comparação as usinas convencionais, como exemplo a ausência de parte girante, ausência de inércia e modos de operação.

Com base nesses conhecimentos, foram apresentados os conceitos elétricos necessários para o estudo de estabilidade, iniciando pela modelagem elétrica das usinas fotovoltaicas, conceitos sobre a simulação dinâmica da central geradora fotovoltaica e, por fim, as definições de estabilidade elétrica. Essas definições foram feitas no intuito de nortear a construção de região de avaliação do sistema elétrico, conhecidas como regiões de segurança.

Para análise do impacto, foram comparados grandes grupos de energéticos formados pelas modalidades de geração frente a geração fotovoltaica. Para esta análise foram usados dados reais do SIN referente a região em estudo e de sua adjacência.

Esta análise permitiu representar a geração nos estudos de casos de fluxo de potência e na análise transitória, apresentando o comportamento da fonte fotovoltaica diante de distúrbios associados a região de estudo, e o comportamento da rede diante da redução e aumento da geração fotovoltaica.

Este trabalho teve como principal objetivo verificar as consequências ao sistema quando há elevado nível de geração fotovoltaica. De modo geral, pode-se constatar que este objetivo foi atingido, uma vez que por meio de simulações computacionais foi possível obter resultados relevantes do comportamento do sistema frente a inserção de fotovoltaica em larga escala.

Observou-se que a utilização de Regiões de Segurança para a avaliação do impacto da alta inserção de geração fotovoltaica sobre a região em estudo foi de suma importância. Através do resultado pode-se constatar a importância da utilização da modelagem fotovoltaica, adquirir a sensibilidade necessária quanto às restrições operativas do sistema e mapear o efeito da variação no sistema quando da existência de elevada geração fotovoltaica sob um conjunto de contingências pré-definidas pelo usuário. Com a resposta obtida através de nomograma pode-se analisar a segurança operativa e proporcionar ações preventivas e corretivas com redespachos das gerações existentes dos grupos, visando a busca por ponto de operação seguro. Dessa forma, foram identificadas as principais contingências da região.

Desse modo, com a análise dos nomogramas pode-se comparar os resultados dinâmicos considerando diferentes tipos de geração: eólicas, hidráulicas e térmicas, agrupadas em grupos de mesma modalidade comparados a geração fotovoltaica. Ou seja, pode-se confrontar os resultados considerando os seguintes grupos: eólicas x fotovoltaicas, térmicas x fotovoltaicas e hidráulicas x fotovoltaicas. Essa comparação permitiu evidenciar as consequências da alta inserção de geração fotovoltaica em uma região do SIN. Assunto de suma importância ao planejamento e ao Tempo Real, servindo de insumos para melhor divisão e combinação das usinas para a construção dos grupos de geração.

Outra conclusão importante do trabalho é que podem existir situações em que elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica, a depender da contingência analisada, causam violações mínimas de limites normativos, que podem ser mitigadas. Isto foi observado claramente nas análises efetuadas neste trabalho.

A modelagem dinâmica das usinas fotovoltaicas mostrou-se essencial para avaliar com precisão seu impacto no SIN. Sua inclusão permitiu análises mais detalhadas, ampliou os limites operacionais e evidenciou impactos significativos sob diferentes contingências, destacando a importância de considerar respostas transitórias para margens de segurança mais precisas.

Por fim, um aspecto relevante observado foi que a substituição da geração fotovoltaica por hidráulica ampliou a área de segurança do sistema. A comparação hipotética evidencia que, enquanto a predominância fotovoltaica apresenta margens mais restritas e maior sensibilidade a distúrbios, a configuração com usinas hidráulicas amplia as fronteiras operativas e proporciona maior robustez diante de contingências, evidenciando o impacto da elevada inserção de geração fotovoltaica em uma região.

Além disso, também pode-se verificar a necessidade de expansão na rede elétrica, visando a atuação do ponto de operação em uma região segura, considerando a alta inserção de geração renovável variável existente e ainda a ser integrada ao SIN, contribuindo para o aumento da capacidade de escoamento da geração fotovoltaica e o adequado suporte de potência reativa ao sistema.

8.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

Através dos resultados alcançados e das conclusões apresentadas, novas propostas de pesquisas sobre o tema são apresentadas a seguir:

- Analisar a resposta da usina fotovoltaica diante de grandes distúrbios no sistema que afetem a frequência elétrica. É interessante estudar o comportamento da UFV quando operada com reserva de potência ou com um sistema de armazenamento de energia ou em um parque híbrido;
- Avaliar estratégias de mitigação e combate ao colapso de tensão considerando elevada penetração de geradores fotovoltaicos em sistemas elétricos de potência;
- Analisar a resposta dinâmica de uma usina fotovoltaica comparando as respostas obtidas com diferentes equipamentos de compensação reativa possíveis de serem instalados na subestação da usina (banco de capacitor, compensadores síncrono e estático).
- Avaliar como as contingências examinadas pela Região de Segurança afetam a definição de grupos baseada no comportamento dinâmico do sistema, considerando a alta inserção de geração renovável variável frente a estas ocorrências.
- Avaliar a participação das fontes intermitentes quando da recomposição total ou parcial dos sistemas após blecautes.

Referências Bibliográficas

- [1] PEARCE, J. M. *Photovoltaics — a path to sustainable futures*. Futures, v. 34, n. 7, p. 663–674, set. 2002. DOI: 10.1016/S0016-3287(02)00008-3.
- [2] AZEVÊDO, R. de O. *et al. Identification and Analysis of Impact Factors on the Economic Feasibility of Photovoltaic Energy Investments*. Sustainability, v. 12, n. 17, 2020. DOI: 10.3390/su12177173. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/17/7173> Acesso em: 15 out. 2021.
- [3] WILSON, G. M. *et al. The 2020 photovoltaic technologies roadmap*. Journal of Physics D: Applied Physics, v. 53, n. 49, p. 493001, set. 2020. DOI: 10.1088/1361-6463/ab9c6a. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76570.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2022.
- [4] JÄGER-WALDAU, A. *Snapshot of Photovoltaics – May 2023*. EPJ Photovoltaics, v. 14, p. 23, 2023. DOI: 10.1051/epjpv/2023016. Disponível em: https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/full_html/2023/01/pv230020/pv230020.html. Acesso em: 22 out. 2023.
- [5] HAEGEL, N. M. *et al. Terawatt scale photovoltaics: Transform global energy*. Science. Disponível em: <https://www.science.org/doi/10.1126/science.aaw1845>. Acesso em: 29 ago. 2024.
- [6] SAUAIA, R. L. *Absolar – Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios*. 2019. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/02-Setor-Dr.RodrigoLopesSauaia-Absolar.pdf>. Acesso em: 6 dez. 2022.
- [7] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Evolução da capacidade instalada de geração eólica e fotovoltaica*. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 6 dez. 2022.
- [8] EFTEKHARNEJAD, S. *et al. Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 2, p. 893–901, mai. 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2216294.
- [9] SCHINKE, A.; ERLICH, I. *Impact of Distributed Photovoltaic Generation on Power System Dynamics*. In: IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), ago. 2018. p. 1– 5. DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586241. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8586241>. Acesso em: 31 ago. 2024.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *REN - Resolução Normativa 414/2010*. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/51894?guid=1702535843616>. Acesso em: 15 dez. 2020.
- [11] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Procedimentos de Rede do ONS – O que são*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em: 11 mar. 2024.

-
- [12] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Volume 15 - Diretrizes para a operação com horizonte quadrimestral - Áreas da região Nordeste*. SINTEGRE/ONS. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=/sites/8/42/62/Produtos/202/24-01-2024_105400. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. REN - *Resolução Normativa 482/2012*. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/126935>. Acesso em: 15 dez. 2020.
- [14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. REN - *Resolução Normativa 687/2015*. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/167986>. Acesso em: 15 dez. 2020.
- [15] HOLTTINE, H. et al. *The Flexibility Workout: Managing Variable Resources and Assessing the Need for Power System Modification*. IEEE Power & Energy Magazine, p. 53–62, 2013. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6634499>
- [16] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *ONS – Geração média horária (MWmed) das usinas solares do interior da Bahia*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [17] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2002.
- [18] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA – CRESESB. *Configuração básica de um sistema fotovoltaico*. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=341. Acesso em: 7 jun. 2021.
- [19] TAVARES, P. J.; GALDINO, A. M. Cap. 4 – *Manual de Engenharia Fotovoltaica*. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 22 ago. 2023.
- [20] ZILLES, R.; et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. 2012. São Paulo: Oficina de texto.
- [21] WALKER, G.; SERNIA, P. *Cascaded DC–DC Converter Connection of Photovoltaic Modules*. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 19, p. 1130–1139, ago. 2004. DOI: 10.1109/TPEL.2004.830090.
- [22] ARAÚJO, A.; LOPES, A.; MOREIRA, A. *Topologia em traçador de curva I-V para módulos fotovoltaicos*. In: VIII CBENS – Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/829>. Acesso em: 28 ago. 2023.
- [23] LOUTAN, C. et al. *Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant*. NREL/TP-5D00-67799, mar. 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67799.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2023.

-
- [24] ECORI. *Quais são os fatores que afetam a potência e a eficiência dos módulos fotovoltaicos?* Ecori Energia Solar, 13 set. 2020. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/quais-sao-os-fatores-que-afetam-a-potencia-e-a-eficiencia-dos-modulos-fotovoltaicos>. Acesso em: 11 mar. 2024.
- [25] IEEE. *Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources (DER) with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE Std, 2018. <https://standards.ieee.org/findstds/standard/1547-2018.html>. Acesso em: 13 mai. 2022.
- [26] FILHO, E. R. *Conversores Eletrônicos de Potência para Sistemas Fotovoltaicos de Baixa Tensão Conectados à Rede Elétrica*. Apresentado em: iinova FV, Campinas-SP, mar. 2012.
- [27] KROPOSKI, B. et al. *Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy*. IEEE Power & Energy Magazine, v. 15, n. 2, p. 61–73, mar. 2017. DOI: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [28] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION – NERC. *Modeling Notification: Recommended Practices for Modeling Momentary Cessation*. Atlanta, fev. 2018. Disponível em: https://www.nerc.com/comm/PC/NERCModelingNotifications/Modeling_Notification_-_Modeling_Momentary_Cessation_-_2018-02-27.pdf. Acesso em: 25 mai. 2022.
- [29] RESEARCHGATE. *Use of solar PV inverters during night-time for voltage regulation and stability of the utility grid*. Clean Energy, ago. 2025. DOI: 10.1093/ce/zkac042. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/362245381_Use_of_solar_PV_inverters_during_night-time_for_voltage_regulation_and_stability_of_the_utility_grid. Acesso em: 18 ago. 2025.
- [30] AZEVEDO, R.; NOVA, D.; NOVAES, P. *Uso de sistemas de armazenamento de energia na região Nordeste do Brasil*. XVIII ERIAC – Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, maio 2019.
- [31] ANEKE, M.; WANG, M. *Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review*. Applied Energy, v. 179, p. 350–377, out. 2016. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097. Disponível em: <http://eprints.whiterose.ac.uk/154479/>. Acesso em: 28 ago. 2024.
- [32] KABO-BAH, A. T.; DIAWUO, F. A.; ANTWI, E. O. *Pumped Hydro Energy Storage for Hybrid Systems*. Academic Press, 2022.
- [33] LUND, P. D. et al. *Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 45, p. 785–807, maio 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [34] DINCER, I.; ROSEN, M. A. *Thermal Energy Storage: Systems and Applications*. John Wiley & Sons, 2011.
- [35] IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. *Energy storage systems—Characteristics and comparisons*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 12, n. 5, p. 1221–1250, jun. 2008. DOI: 10.1016/j.rser.2007.01.023.

-
- [36] VILLALVA, M. *Armazenamento de energia: tecnologias de baterias elétricas*. Revista Canal Solar, fev. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/armazenamento-de-energia-tecnologias-de-baterias-eletricas/>. Acesso em: 2 fev. 2021.
- [37] FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN, A. *et al.* *Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 115, p. 109369, nov. 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109369.
- [38] KERDPHOL, T.; RAHMAN, F. S.; MITANI, Y. *Virtual Inertia Control Application to Enhance Frequency Stability of Interconnected Power Systems with High Renewable Energy Penetration*. Energies, v. 11, n. 4, abr. 2018. DOI: 10.3390/en11040981. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en11040981> . Acesso em: 28 nov. 2021.
- [39] IEEE. *Inertia Shortfall and the Capability of Inverter-based Generation to provide Inertial Response: A Review for Australian Power System*. In: IEEE Conference Publication. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9597760>. Acesso em: 24 dez. 2024.
- [40] SINGHVI, V.; POURBEIK, P.; BOEMER, J.; TUOHY, A. *Impact of High Levels of Solar Generation on Steady State and Dynamic Behavior of the Transmission System: Case Studies and Lessons Learned*. In: Proceedings of the IEEE PES General Meeting, out. 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/283460879_Impact_of_High_Levels_of_Solar_Generation_on_Steady_State_and_Dynamic_Behavior_of_the_Transmission_System_Case_Studies_and_Lessons_Learned. Acesso em: 28 jan. 2024.
- [41] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [42] YAMASHITA, K. *et al.* *Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies*. 2018. Disponível em: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/727-modelling-of-inverter-based-generation-for-power-system-dynamic-studies.html>. Acesso em: 20 jan. 2024.
- [43] ABOURIDA, S.; BÉLANGER, J.; JALILI-MARANDI, V. *Real-time power system simulation: EMT vs. phasor*. OPAL-RT Technologies White Paper, OpWP150620-Sa-RevA, 2016.
- [44] HATZIARGYRIOU, N. *et al.* *Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, jul. 2021. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041774. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774>. Acesso em: 28 jan. 2025.
- [45] SOUZA, A. Z. de. *Uma análise do fenômeno de colapso de tensão*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1990.

-
- [46] VALLE, D. B. D. *A influência do controlador GUPFC no sistema elétrico de potência visando a estabilidade a pequenas perturbações*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), 2014.
- [47] MOHN, F. *Uso de modelos desacoplados em estudos de estabilidade de tensão*. 168 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, jun. 2005.
- [48] LIU, Y. *et al.* *Active power control of solar PV generation for large interconnection frequency regulation and oscillation damping*. International Journal of Energy Research, v. 40, n. 3, p. 353–361, 2016. DOI: 10.1002/er.3362.
- [49] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Monitoramento dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga*. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintgre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%206.14-RS_2021.06.pdf. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [50] MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P. *Power system security assessment*. IEEE Power & Energy Magazine, v. 2, n. 5, p. 30–39, 2004.
- [51] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.
- [52] NETO, C. S.; QUADROS, M. A.; SANTOS, M. G.; JARDIM, J. *Brazilian system operator online security assessment system*. In: IEEE PES General Meeting, 2010. p. 1–7.
- [53] HPPA – *High Performance Power System Applications*. Disponível em: <https://www.hppa.com.br/>. Acesso em: 22 ago. 2025.
- [54] JARDIM, J. L. A. *Manual of ORGANON – Introduction Methodology*. v. 3, 2005.
- [55] JARDIM, J. L. de A. *Advances in power system transient stability assessment using transient energy function methods*. Thesis (Ph.D. in Electrical Engineering) – Imperial College London, 1994.
- [56] CHAVES, S. B. *Análise estática e dinâmica de sistemas de potência via aplicativo computacional integrado: ORGANON*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2008.
- [57] PENNA, L. D. *et al.* *Utilização da Ferramenta ORGANON nos Processos do ONS*. In: XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Florianópolis, 2011. p. 9.
- [58] NEVES, R. A. *Investigação de parâmetros que provocam diferenças entre regiões de segurança estática e dinâmica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- [59] SANTOS, P. H. L.; NETO, C.; CHAVES, S. B.; MONTEATH, L.; SANTOS, M.; PASSARO, M. C. *Utilização de regiões de segurança em estudos de planejamento da ampliação da rede*. In: XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, 2012. p. 11.

-
- [60] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Instrução de Operação Normal da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste – IO.ON.NE.2SO*, rev. 123. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [61] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Instrução de Operação Normal da Área 500 kV da Região Nordeste – IO.ON.NE.5NE*, rev. 27. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 1 abr. 2024.
- [62] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste – CD-CT.NE.2SO.01*, rev. 70. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 1 abr. 2024.
- [63] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia do Rio São Francisco – CD-OR.SF.SFR*, rev. 30. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 1 abr. 2024.
- [64] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV Sul da Região Nordeste – CD-CT.NE.2SL.01*, rev. 24. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 1 abr. 2024.
- [65] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [66] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Instrução de Operação Contingência da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste – IO.OC.NE.2SO*, rev. 125. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [67] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Instrução de Operação Contingência da Área 500 kV da Região Nordeste – IO.OC.NE.5NE*, rev. 25. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [68] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Submódulo 1.2 – Glossário dos Procedimentos de Rede*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 2 abr. 2024.
- [69] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste – IO.EE.NE.2SO*, rev. 61. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 2 abr. 2024.

[70] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Instrução de Operação de Esquemas Especiais da Área 500 kV da Região Nordeste – IO.EE.NE.5NE*, rev. 10. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 2 abr. 2024.

[71] SOUZA, S. O. *Definição de grupos coerentes para realização da região de segurança*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/172>. Acesso em: 28 ago. 2022

[72] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Ajustamento Operativo da Operação dos Conjuntos Eólicos da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste – AO-CE.NE.2SO*, rev. 19. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 2 abr. 2024.

[73] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. *Ajustamento Operativo da Operação dos Conjuntos Fotovoltaicos da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste – AO-CF.NE.2SO*, rev. 19. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 2 abr. 2024.

Anexo

A. Recursos de Controle de Tensão da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste

Tipo	Instalação	Equipamento
Tensão de Geração	Usinas Eólicas e Fotovoltaicas	Todas as unidades geradoras
Comutadores sob carga de Transformadores	SE Barreiras II	Autotransformadores 500 / 230 kV
	SE Bom Jesus da Lapa II	Autotransformadores 500 / 230 kV
	SE Gentio do Ouro II	Autotransformadores 500 / 230 kV
	SE Igaporã III	Autotransformadores 500 / 230 kV
	Juazeiro da Bahia III	Autotransformadores 500 / 230 kV
	SE Morro do Chapéu II	Autotransformadores 500 / 230 kV
	SE Ouro-lândia II	Autotransformadores 500 / 230 kV
	SE Sobradinho	Autotransformadores 500 / 230 kV
Bancos de Capacitores	SE Bom Jesus da Lapa	Banco de capacitor série 34,92 Mvar / 230 kV - 04H1
	SE Irecê	Banco de capacitor série 81 Mvar / 230 kV - 04H1
	SE Igaporã II	Banco de Capacitor 230 kV 50,5 Mvar - 04H1
	SE Igaporã II	Banco de Capacitor 69 kV 2 x 21,3 Mvar
Reatores de Barra	SE Barreiras	Reator 230 kV - 10 Mvar - E1.
	SE Bom Jesus da Lapa	Reator 230 kV - 10 Mvar - E3
		Reatores 13,8 kV - 5 Mvar - E1 e E2
	SE Irecê	Reatores 13,8 kV - 5 Mvar - E1 e E2
	SE Morro do Chapéu II	Reator 230 kV - 20 Mvar - E1
Reatores de Linha Manobráveis	SE Bom Jesus da Lapa	Reator 230 kV - 15 Mvar - E1 da LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Lapa - C1(F5).
		Reator 230 kV - 15 Mvar - E2 da LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Lapa - C1(F5).

Tipo	Instalação	Equipamento
	SE Irecê	Reator 230 kV - 15 Mvar - E1 da LT 230 kV Irecê / Ourolândia II - C1(F1).
Compensadores Síncronos	SE Irecê	Compensador Síncrono -15 Mvar / + 30 Mvar
	SE Bom Jesus da Lapa	Compensador Síncrono -15 Mvar / + 30 Mvar.
	UHE Sobradinho	Unidades Geradoras operando como Compensadores Síncronos

B. Arquivos e Dados de Simulação

Este anexo descreve os arquivos e parâmetros utilizados nas simulações realizadas no ambiente computacional Organon, os quais sustentam as análises apresentadas no Capítulos 6 (Análise Estática) e no Capítulo 7 (Análise Dinâmica) desta dissertação. Estão incluídos os arquivos digitais necessários para a replicação dos estudos, como:

- Arquivo de caso base: Sudoeste_1Q24.pwf
- Arquivo de contingências estáticas: Sudoeste.ctg
- Arquivo de eventos dinâmicos: Sudoeste.evt
- Arquivo de parâmetros: Organon.prm
- Arquivo de definição de grupos: Sudoeste.def
- Arquivo de esquemas especiais de proteção: Sudoeste.sps
- Outros arquivos auxiliares: JUN2023_V3.dyn, BNT1.dat e Sudoeste.spt

Para consulta ou replicação dos estudos, recomenda-se utilizar o *software* Organon versão compatível com os arquivos gerados.