

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIELA PADILHA RIZZETTI

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE
SISTEMAS ELÉTRICOS COM
GERAÇÃO SOLAR CENTRALIZADA E
DISTRIBUÍDA REPRESENTADAS POR
MODELOS WECC**

Porto Alegre
2023

GABRIELA PADILHA RIZZETTI

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE
SISTEMAS ELÉTRICOS COM
GERAÇÃO SOLAR CENTRALIZADA E
DISTRIBUÍDA REPRESENTADAS POR
MODELOS WECC**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

CO-ORIENTADOR: Profa. Dra. Mariana Resener

Porto Alegre
2023

GABRIELA PADILHA RIZZETTI

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE
SISTEMAS ELÉTRICOS COM
GERAÇÃO SOLAR CENTRALIZADA E
DISTRIBUÍDA REPRESENTADAS POR
MODELOS WECC**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos, UFSC

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Glauco Taranto, COPPE - UFRJ

Doutor pelo Rensselaer Polytechnic Institute – Troy, NY, Estados Unidos

Prof. Dr. Marcelo Aroca Tomim, UFJF

Doutor pela University of British Columbia – BC, Canadá

Prof. Dr. Sérgio Luis Haffner , UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas - Campinas, Brasil

Coordenador do PPGE: _____

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner

Porto Alegre, Novembro de 2023.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que sempre me apoiaram e acreditaram em mim.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos e Prof^a. Dra. Mariana Resener, por todo o auxílio, paciência e disponibilidade para a elaboração deste trabalho.

Aos meus amigos e à minha família que sempre estiveram ao meu lado durante esta jornada, me apoiando em momentos difíceis.

Ao PPGEE (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) e ao Grupo de Modelagem e Análise de Sistemas de Potência (GMASP), pela oportunidade de desenvolver minha pesquisa na área de sistemas de potência.

RESUMO

Impulsionada pela necessidade de descarbonização, a utilização de energia limpa e renovável por meio de usinas solares, conectadas em sistemas de transmissão e distribuição, tem se mostrado uma alternativa para tornar a matriz energética mais sustentável. Nesse contexto, é fundamental compreender o comportamento dinâmico da geração solar e como ela pode afetar o desempenho do sistema elétrico. Esta dissertação tem por objetivo avaliar a estabilidade de um sistema elétrico de transmissão e distribuição, com ênfase em suportabilidade de distúrbios de frequência e tensão, e seus impactos na estabilidade do sistema elétrico. O estudo é realizado através do software POWERWORLD® e para a modelagem de usinas solares foram utilizados modelos genéricos desenvolvidos pela WECC (“*Western Electricity Coordinating Council*”) para usinas centralizadas e distribuídas. Foram comparadas as normas IEEE STD 2800/2022 e IEEE STD 1547/2022 com os requisitos de desempenho dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), as quais definem os padrões e condições técnicas necessárias para garantir a operação de redes elétricas com conexão de geração fotovoltaica. As simulações foram realizadas com diferentes cenários, incluindo eventos como curto-circuito, rejeição de carga, perda de geração, sobrecarga e abertura de linha sob falta. Por fim, os resultados obtidos foram avaliados com base nas normas apresentadas para avaliação do desempenho dinâmico do sistema elétrico.

Palavras-chave: Estabilidade do Sistema Elétrico, Sistema de Transmissão, Geração Solar, Comportamento Dinâmico, Estabilidade de Tensão, Estabilidade de Frequência.

ABSTRACT

Driven by the need for decarbonization, the use of clean and renewable energy through solar power plants connected to transmission systems has emerged as an alternative to make the energy matrix more sustainable. In this context, it is crucial to understand the dynamic behavior of solar generation and how it can impact the performance of the electrical system. This study presents a case study that evaluates the stability of an electrical system, with a focus on the ability to ride through frequency and voltage disturbances. The study was conducted using the POWERWORLD[®] software, and generic models developed by the Western Electricity Coordinating Council (WECC) were used to model the solar power plants. For the study, national and international standards and guidelines defining the technical standards and conditions necessary to ensure the stability of the electrical system were considered. Simulations were performed in different scenarios, including events such as short-circuits, load rejection, generation loss, overload, and line opening under fault conditions. Finally, the obtained results were evaluated based on standards presented for the assessment of the dynamic performance of the electrical system.

Keywords: Electric system stability; transmission system; solar generation, dynamic behavior; frequency oscillations; voltage oscillations.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Matriz da energia elétrica brasileira.	14
Figura 2 –	Participação de fontes renováveis na geração de energia por região (em porcentagem).	15
Figura 3 –	Evolução da Fonte solar Fotovoltaica no Brasil.	16
Figura 4 –	Diferença entre célula, módulo e arranjo fotovoltaico.	23
Figura 5 –	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica com um diodo.	23
Figura 6 –	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica com dois diodos.	24
Figura 7 –	Curva I–V, cinza-claro, e curva de potência (P–V), cinza-escuro, de uma célula ou módulo fotovoltaico.	25
Figura 8 –	Topologia comumente encontrada em inversores PV trifásicos em escala de concessionária.	26
Figura 9 –	Escala de Tempo de Fenômenos de Estabilidade.	28
Figura 10 –	Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência.	30
Figura 11 –	Comportamento Típico da Resposta de Frequência Sistêmica.	32
Figura 12 –	Representação de fluxo de potência equivalente de gerador único para uma usina de energia solar fotovoltaica.	36
Figura 13 –	Representação de fluxo de potência equivalente de múltiplos geradores para uma usina de energia solar fotovoltaica.	37
Figura 14 –	Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona (GENROU).	39
Figura 15 –	Diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão (IEEE T1).	39
Figura 16 –	Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade (TGOV1).	40
Figura 17 –	Diagrama esquemático do modelo de uma planta solar.	41
Figura 18 –	Diagrama esquemático do modelo REGC_A.	42
Figura 19 –	Diagrama esquemático do modelo REEC_A.	44
Figura 20 –	Limite de corrente do modelo REEC_A.	45
Figura 21 –	Diagrama esquemático do modelo REPC_A.	47
Figura 22 –	Diagrama esquemático do modelo DER_A.	49
Figura 23 –	Controle de potência ativa e de frequência.	50
Figura 24 –	Controles lógicos de disparo de frequência.	51
Figura 25 –	Controles de tensão de energia reativa.	51
Figura 26 –	Controles de prioridade de corrente ativo-reativo.	52
Figura 27 –	Controles de desligamento fracionário.	53
Figura 28 –	Efeito do comando V_{rfrac}	53
Figura 29 –	Recursos IRB que estão dentro do escopo da norma IEEE STD 2800/2022.	55
Figura 30 –	Faixa de absorção/geração de potência reativa no ponto de medição da IRB.	55

Figura 31 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de tensão da norma IEEE STD 2800-2022.	56
Figura 32 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência da norma IEEE STD 2800-2022.	57
Figura 33 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de tensão.	59
Figura 34 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência.	60
Figura 35 – Faixa de operação de frequência da unidade geradora durante eventos de frequência - Submódulo 2.10 - ONS.	62
Figura 36 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora - Submódulo 2.10 - ONS.	63
Figura 37 – Suportabilidade de tensão, procedimentos de rede e IEEE STD 2800.	64
Figura 38 – Suportabilidade de frequência, procedimentos de rede e IEEE STD 2800/2022.	65
Figura 39 – Sistema teste.	67
Figura 40 – Configuração do modelo REGC_A.	68
Figura 41 – Configuração do modelo REEC_A.	69
Figura 42 – Configuração do modelo REPC_A.	70
Figura 43 – Configuração do modelo DER_A.	71
Figura 44 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH. (Evento A).	73
Figura 45 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento A).	74
Figura 46 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento A).	74
Figura 47 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento A).	75
Figura 48 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento A).	76
Figura 49 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento A).	76
Figura 50 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento A).	77
Figura 51 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento A).	78
Figura 52 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento B).	79
Figura 53 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento B).	79
Figura 54 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento B).	81
Figura 55 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento B).	82
Figura 56 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento B).	83
Figura 57 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento B).	83
Figura 58 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento B).	84
Figura 59 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento B).	85
Figura 60 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento C).	86
Figura 61 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento C).	86
Figura 62 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento C).	87
Figura 63 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento C).	88
Figura 64 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento C).	88
Figura 65 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento C).	89
Figura 66 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento C).	90
Figura 67 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento C).	90
Figura 68 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento D).	91
Figura 69 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento D).	92
Figura 70 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento D).	93
Figura 71 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento D).	93
Figura 72 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento D).	94
Figura 73 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento D).	94

Figura 74 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento D).	95
Figura 75 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento D).	96
Figura 76 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento E).	97
Figura 77 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento E).	97
Figura 78 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento E).	98
Figura 79 – Caso 2: Frequência das áreas com geração solar (Evento E).	99
Figura 80 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento E).	100
Figura 81 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento E).	100
Figura 82 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento E).	101
Figura 83 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento E).	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Lista de combinações para controle em nível de planta e local.	47
Tabela 2 –	Tensão admissível entre fases - Submódulo 2.3 - ONS.	61
Tabela 3 –	Tempos para eliminação de defeitos - Submódulo 2.3 - ONS.	61
Tabela 4 –	Sistema teste de 33 Barras.	69
Tabela 5 –	Valores máximos e/ou mínimos da tensão em cada evento.	102
Tabela 6 –	Valores máximos e/ou mínimos da frequência em cada evento.	102
Tabela 7 –	Condição da operação do sistema para cada evento.	103

LISTA DE ABREVIATURAS

CIG	Conversor de interface do Gerador
DER	Recursos energéticos distribuídos (<i>Distributed energy resources</i>)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACTS	Sistema de Transmissão de Corrente Alternada Flexível (<i>Flexible AC Transmission System</i>)
FRT	Suportabilidade de frequência (<i>Frequency Ride-Through</i>)
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
IBR	Recurso baseado em inversor (<i>Inverter-based resource</i>)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLL	Bloqueio de fase do inversor
POC	Ponto de Conexão
POI	Ponto de Interconexão
REEC	Controle Elétrico de Energia Renovável (<i>Renewable Energy Electrical Control</i>)
REGC	Gerador/conversor de energia renovável (<i>Renewable Energy Generator/Converter</i>)
REMTF	<i>Renewable Energy Modeling Task Force</i>
REPC	Controle de usinas de energia renovável (<i>Renewable Energy Plant Control</i>)
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SVC	Compensador de tensão estática (<i>Static Voltage Compensator</i>)
UFV	Usinas Fotovoltaicas
VDL	Limite dependente de tensão
VRT	Suportabilidade de tensão (<i>Voltage Ride-Through</i>)
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Contexto	13
1.2	Justificativa	16
1.3	Objetivos da Dissertação	20
1.3.1	Objetivos Específicos	20
1.4	Visão Geral da Dissertação	21
2	CONCEITOS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	22
2.1	Energia Solar	22
2.1.1	Circuito Equivalente Básico de uma Célula Fotovoltaica	22
2.1.2	Inversores	26
2.2	Estabilidade em Sistemas de Potência	27
2.2.1	Conceitos Básicos	27
2.2.2	Definições de Estabilidade de SEP	29
2.2.3	Estabilidade em Sistemas Elétricos com Geração Solar	33
3	MODELAGEM DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM USINAS FOTOVOLTAICAS	36
3.1	Representação no Fluxo de Potência	36
3.2	Modelos Tradicionais de Geradores Síncronos e Reguladores	38
3.3	Modelo WECC de Geração Solar Fotovoltaica Centralizada	40
3.4	Modelo WECC de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída	48
4	REQUISITOS DE CONEXÃO, OPERAÇÃO E DESEMPENHO DE UFV CONECTADAS A SISTEMAS ELÉTRICOS	54
4.1	Norma IEEE STD 2800-2022	54
4.1.1	Requisitos de Suportabilidade de Tensão	54
4.1.2	Requisitos de suportabilidade de frequência	57
4.2	Norma IEEE STD 1547-2018	58
4.2.1	Requisitos de suportabilidade de tensão	58
4.2.2	Requisitos de suportabilidade de frequência	59
4.3	Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 e 2.10 - 2022	60
4.3.1	Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	60
4.3.2	Procedimentos de Rede - Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	62

4.4	Procedimentos de Rede ONS x IEEE STD 2800/2022	63
5	SIMULAÇÃO, RESULTADOS E DISCUSSÕES	66
5.1	Sistema Teste	66
5.2	Casos simulados	72
5.3	Resultados e Análises	72
5.3.1	Evento A: Curto-circuito monofásico temporário na Barra 8	72
5.3.2	Evento B: Abertura da conexão entre a distribuição e transmissão	78
5.3.3	Evento C: Curto-circuito trifásico temporário na Barra 8	85
5.3.4	Evento D: Perda de carga na Barra 8	91
5.3.5	Evento E: Perda de geração na Barra 2	96
6	CONCLUSÕES	104
6.1	Trabalhos Futuros	105
	REFERÊNCIAS	106
	ANEXO A MODELOS GENÉRICOS WECC PARA GERAÇÃO SOLAR	112
	ANEXO B MODELO GENÉRICO WECC PARA GERAÇÃO SOLAR DIS- TRIBUÍDA	115
	APÊNDICE A PARÂMETROS DO SISTEMA 33 BARRAS	117
A.1	Modelos Genéricos da Geração Solar do Sistema 33 barras	117
A.2	Parâmetros Dinâmicos Geradores Síncronos	119
A.3	Parâmetros do Sistema 33 barras	122

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

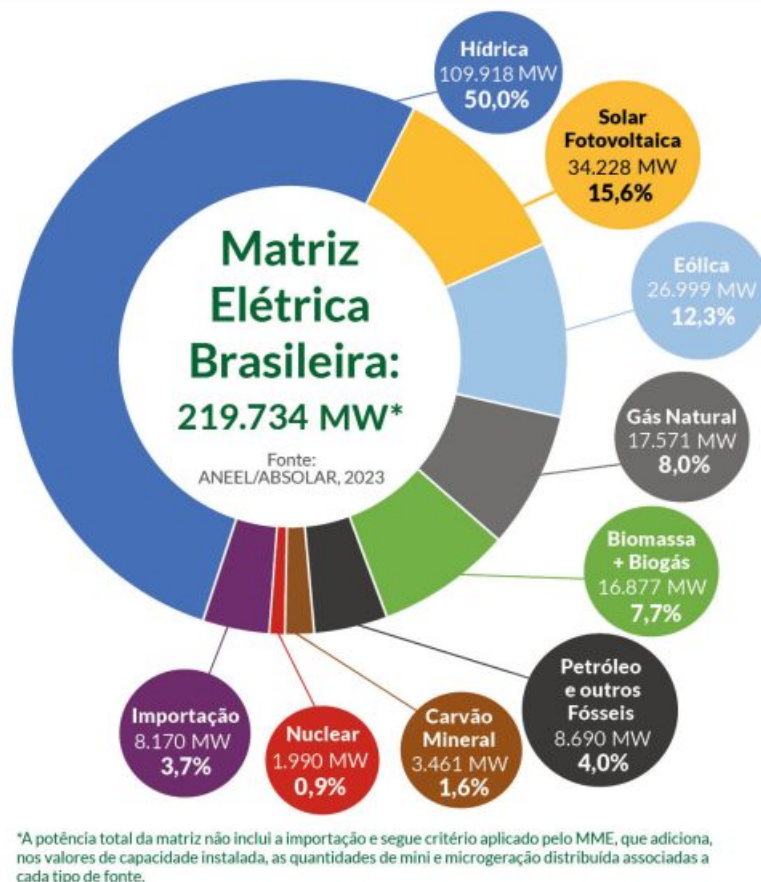
A alta mundial na demanda por fontes de energia renováveis tem sido intensificada pelo crescimento dos níveis de emissão de dióxido de carbono e o esgotamento dos combustíveis fósseis (IEA, 2023). Impulsionada pela necessidade de descarbonização, a utilização de energia limpa e renovável tem se mostrado uma alternativa para tornar a matriz energética mais sustentável. Como exemplo, a União Europeia (UE) possui uma meta de ter uma participação de 32% de energia renovável na matriz elétrica até 2030, entretanto há uma discussão de uma lei com vista a estabelecer uma nova meta de 42,5% (EXAME, 2023). Uma das alternativas é estimular a construção de usinas solares de grande porte conectadas em sistemas de transmissão. Além disso, o grande número de conexões de geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição também contribui para a descarbonização.

Neste quesito, geração de energia elétrica através de fontes renováveis, o Brasil possui uma posição de destaque no cenário mundial. A Figura 1, (ABSOLAR, 2023), apresenta a divisão atual das fontes de produção de energia elétrica no Brasil, onde a geração de energia solar e eólica representam, respectivamente, 14,3% e 12% da potência total instalada, ficando atrás somente da geração hídrica, a qual representa 51,2% da potência instalada.

A geração eólica no Brasil está consolidada, sendo dominante a sua utilização para geração de energia elétrica em grandes parques eólicos.

Nos últimos anos, o grande destaque na área de energia renovável tem sido a geração solar. De acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (ABSOLAR, 2023) a geração fotovoltaica equivale atualmente (setembro de 2023) a 30,651 GW, ou aproximadamente 15,6 % da matriz elétrica brasileira, sendo 10,385 GW de usinas de grande porte centralizadas (aprox. 30%) e 23,843 GW de geração fotovoltaica distribuída (aprox. 70%), equivalente a 2,15 milhões de sistemas instalados. A Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) aponta em estudos do Plano Nacional de Energia (PNE2050) (EPE, 2020) que a geração fotovoltaica centralizada poderá atingir até 90 GW de potência instalada em 2050.

Figura 1 – Matriz da energia elétrica brasileira.



Fonte: (ABSOLAR, 2023).

Em (ERSOY; SCHAFFER; DITZEM, 2019) é realizado um levantamento das principais fontes mundiais de geração de energia elétrica. A Figura 2 apresenta a geração mundial de fontes renováveis, em porcentagem, por região. Observa-se que a melhor média é do continente europeu com aproximadamente 20%, o que ainda é inferior a porcentagem brasileira de 81,6%.

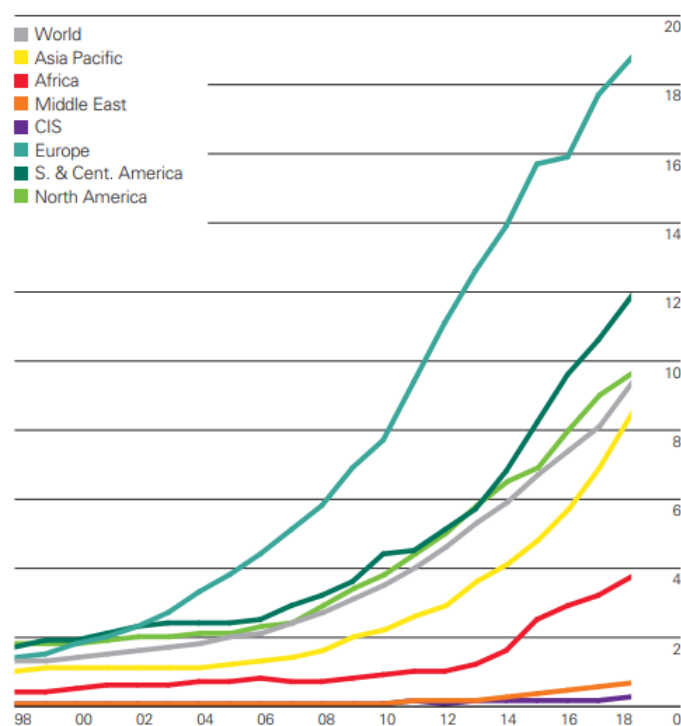
Os países com maior potência instalada de geração utilizando energia solar são: China, Alemanha, Japão, Itália e Estados Unidos. Comparando-se o potencial energético do Brasil, verificou-se que o lugar menos ensolarado do Brasil possui 40% mais radiação do que a Alemanha que é um dos líderes mundiais do setor de aproveitamento de energia solar. (MOREIRA JÚNIOR; SOUZA, 2020)

No Brasil, os geradores fotovoltaicos são classificados como geração distribuída (GD) caso a potência instalada seja de até 5 MW, ou como geração centralizada (GC) caso a geração seja maior que 5 MW (ANEEL, 2021a).

Na Figura 3 pode ser visualizada a evolução da GC e GD no Brasil. Nota-se que ao longo dos últimos 5 anos a potência instalada total aumentou em cerca de 1298 %.

Conforme dados do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2023), a energia solar fotovoltaica atingiu o recorde de geração instantânea em 24 de março de 2023, com uma

Figura 2 – Participação de fontes renováveis na geração de energia por região (em porcentagem).



Fonte: Adaptado de (ERSOY; SCHAFFER; DITZEM, 2019).

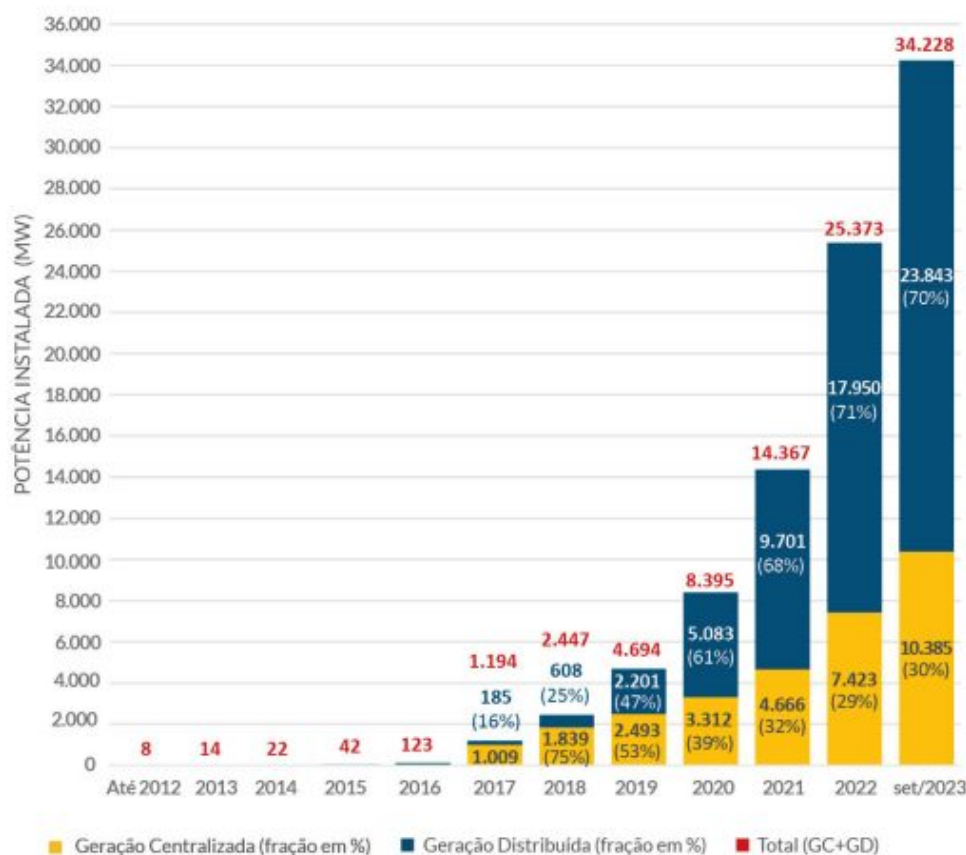
geração de 6,404 GW, o que representou 8,4 % da demanda de todo o SIN. Como exemplo da importância da energia solar no balanço de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), pode-se observar nos registros do ONS que às 14h16min do dia 28/07/2023, a contribuição da geração solar na região nordeste era de 5.301 MW e na região sudeste de 6.885 MW, correspondendo a 26,3 % e 18,5% da geração de cada área, respectivamente.

Neste cenário, com a crescente participação das fontes renováveis fotovoltaicas faz-se necessário cada vez mais compreender o comportamento dinâmico de sistemas elétricos com alta penetração desse tipo de geração, tanto na transmissão quanto na distribuição.

Figura 3 – Evolução da Fonte solar Fotovoltaica no Brasil.

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2023.



Fonte: (ABSOLAR, 2023).

1.2 Justificativa

Recentemente o país passou por uma crise na geração hídrica devido a um longo período de estiagem e baixa precipitação nos afluentes das principais bacias (SOLAR, 2021). Isto resultou em uma grande depleção dos principais reservatórios do país, ocasionando inclusive a parada de vários conjuntos de hidrogeradores devido ao baixo nível de água. Durante esse período, foi necessário o acionamento de mais termelétricas para atender à demanda de energia elétrica do país, o que ocasionou no aumento do preço da energia. Neste cenário, o investimento em energias renováveis, como energia solar e eólica, torna-se uma alternativa para minimizar futuras crises de abastecimento e tornar a matriz energética mais sustentável.

O SIN foi projetado em torno do comportamento de geradores síncronos associados a hidrelétricas e termoeletrônicas, cujo comportamento dinâmico (dos geradores e seus controladores e da máquina primária) é bem estabelecido, sendo esses conjuntos responsáveis

pela contribuição de inércia para a rede elétrica, o que contribui para o sistema manter a estabilidade frente a distúrbios e contingências que ocorrem durante a operação. O aumento da instalação de gerações com característica intermitente faz com que o sistema elétrico apresente uma maior variabilidade e menor previsibilidade na geração elétrica de curto prazo (EPE, 2020). Outro desafio da alta penetração de fontes intermitentes é a diminuição da inércia da rede, portanto, o sistema se torna mais sensível a distúrbios. Diferentemente de geradores síncronos, que são conectados diretamente à rede elétrica, fontes de geração eólica e solar, por exemplo, são conectadas ao sistema elétrico através de conversores, e não possuem capacidade inerente de fornecer inércia para o sistema. A falta de inércia resulta em problemas com o controle de frequência porque aumenta a taxa de mudança de frequência e pode levar ao corte de carga ou desarme de unidades geradoras. (EL-BAHAY; LOTFY; EL-HAMEED, 2023).

Em 2016 um blecaute ocorreu no sul da Austrália, no qual foi reportado uma alteração na taxa de frequência de 6 Hz/s. No momento anterior a este evento a penetração instantânea de geração solar e eólica combinadas chegou a mais de 50 %. Neste momento apenas três termelétricas estavam conectadas e operando. Eventos como esse demonstram a importância da inércia para sistemas de energia com grande penetração de fontes que não possuem inércia e com geradores síncronos limitados (LEKSHMI J; RATHER; PAL, 2021).

Outro evento relacionado a energias renováveis aconteceu em 09 de agosto de 2019 na Grã Bretanha e afetou 1,1 milhão de consumidores. A causa foi o desligamento do parque eólico *offshore Hornsea 1*, localizado na costa de Yorkshire, que estava despachando 800MW no instante do evento, ocasionando uma queda de frequência para 49,1 Hz. Em conjunto a essa contingência aconteceu o desligamento de uma usina termelétrica de ciclo combinado de 640MW, após um uma descarga elétrica em uma linha de transmissão, ocasionando uma segunda queda da frequência para 48,8Hz. Devido ao problema do afundamento de frequência, 150 MW de geração fotovoltaica distribuída foram também desligadas, acabando por agravar o problema de estabilidade. Esta situação levou a atuação do Esquema de Desconexão por Demanda de Frequência (LFDD - *Low Frequency Demand Disconnection Scheme*) para estabilizar a frequência e retornar ao nível de 50 Hz. (E3C, 2020)

Esses eventos demonstram claramente que a flutuação, despacho e perda de blocos de geração renováveis causam grandes excursões de frequência e de tensão, e quando não há uma reserva de geração adequada podem conduzir a blecautes. Também fica evidente que a geração distribuída ao ser submetida a uma queda acentuada de frequência tem seu sistema de proteção ativado, contribuindo mais ainda para o afundamento de tensão e da frequência.

O Brasil, como os demais países onde há um incentivo para a descarbonização da rede, tem experimentado um grande crescimento da conexão de energias renováveis, par-

ticularmente eólica, em grandes empreendimentos, e atualmente grandes usinas solar fotovoltaica, localizadas principalmente na região nordeste, com destaque para os estados do Piauí, Bahia e Minas Gerais (ABSOLAR, 2023). Recentemente foi conectado ao sistema elétrico o Complexo de Janaúba, na cidade de mesmo nome em Minas Gerais, com potência de 1,2 GW (Ministério de Minas e Energia, 2023). Além da geração fotovoltaica centralizada em grandes usinas, há presença em grande escala de geração fotovoltaica, de baixa e média potência, conectada em redes de distribuição, que alcança atualmente uma potência instalada de aproximadamente 22 GW. Nesse contexto, em que há um aumento expressivo da participação da energia solar na matriz da energia elétrica brasileira e a fim de se minimizar os efeitos de eventos similares aos citados, torna-se necessário um entendimento aprofundado e a realização de estudos que representam o comportamento dinâmico de redes elétricas com alta penetração de fontes solares, centralizadas e distribuídas.

A variabilidade da geração ao longo do dia, em um cenário de alta penetração, dependendo do ponto de operação, pode causar problemas de estabilidade de tensão e frequência no sistema elétrico. Uma revisão da literatura identifica a preocupação de pesquisadores e empresas com os impactos da geração fotovoltaica nos sistemas elétricos. Para contribuir com esta tarefa, o *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) desenvolveu em (WECC, 2014) um guia para aplicação de vários modelos genéricos desenvolvidos por meio da força tarefa *Renewable Energy Modeling Task Force* (REMFTF). Nesse guia é simulado um sistema exemplo de validação de geração centralizada no qual são aplicados os valores especificados pela REMFTF dos modelos para os softwares PSLF™ da GE, PTI PSS/E™ da Siemens e POWERWORLD®.

O trabalho desenvolvido pelo WECC vem sendo aperfeiçoado ao longo dos anos, incluindo melhorias nos modelos e implementação de novas funcionalidades aos modelos genéricos, como apresentado em (WECC, 2017) e (WECC, 2019). A vantagem da utilização dos modelos genéricos WECC é não depender de dados de modelos proprietários para a realização de estudos dinâmicos. Além disso, como é desenvolvido por uma força tarefa (REMFTF), deficiências e sugestões relatadas em artigos e trabalhos acadêmicos são avaliadas e quando pertinentes são incorporadas nas modelagens, ou mesmo, originam novos modelos.

Desse modo, devido à recente utilização destes modelos, há diversos trabalhos que focam na validação e compreensão dos modelos genéricos. Em (MACHLEV *et al.*, 2020), é realizada uma comparação entre modelos WECC simulados e medições reais das redes de transmissão do oeste do Texas e do sul da Califórnia. Os resultados mostraram que o modelo de geração centralizado conseguiu prever com sucesso a dinâmica de frequência para grandes distúrbios na rede.

Vários trabalhos focam na validação dos modelos em diferentes softwares de simulação. Em (SONI, 2014), é realizada uma validação dos modelos genéricos com medições

de campo. Os resultados apresentados indicaram que as simulações desenvolvidas no software PSLF™ representam adequadamente as medições da planta existente. MULJADI; SINGH; GEVORGIAN (2014) desenvolveram um guia para simulações de modelos dinâmicos de geração solar usando o software PSCAD™, utilizando para as simulações os modelos apresentados em (WECC, 2014) e (WECC, 2017). Os resultados obtidos aproximaram adequadamente o comportamento de duas plantas solares existentes, demonstrando que esses modelos são bons indicativos do comportamento de casos reais. LAMMERT; OSPINA; POURBEIK; FETZER; BRAUN (2016) validaram os modelos apresentados em (WECC, 2014) e (WECC, 2017), a partir da implementação de modelos genéricos WECC de gerador/conversor (REGC_A), controles elétricos dos inversores (REEC_B) e controle de planta (REPC_A). As simulações são realizadas através do DIgSILENT Power Factory® e comparadas com os resultados apresentados em (WECC, 2014).

Outras referências utilizam os modelos WECC para estudos de impactos da inserção de geração solar fotovoltaica no sistema elétrico, bem como algumas dessas referências consideram o desempenho esperado de acordo com normativas de agências reguladoras e operadores do sistema. As dissertações (PARENTE, 2018), (HAUSER, 2019) e (OLIVEIRA, 2020) apresentam de forma detalhada a utilização de modelos genéricos para diferentes estudos de estabilidade. Em (PARENTE, 2018), os limites de inserção de geração solar e eólica e o impacto na estabilidade transitória são avaliados. Os efeitos do acréscimo de geração solar sobre o amortecimento de sistemas elétricos é abordado em (HAUSER, 2019) e (OLIVEIRA, 2020).

Em (POURBEIK, 2015), os modelos de geração solar centralizada validados pelo WECC são aprofundados com o objetivo de contribuir para implementação de simulações através de faixas de ajustes típicos e explicações detalhadas de funções do modelo. Em 2019 foi publicado pela (NERC, 2019) um guia de parametrização para o modelo de geração distribuída apresentado em (WECC, 2019). Nesse mesmo relatório são apresentadas parametrizações considerando versões diferentes da norma IEEE Std. 1547 (IEEE, 2018). Em (LAMMERT *et al.*, 2018) são estudados os impactos das funções de controle dos modelos, tais como a suportabilidade de tensão, suporte dinâmico de tensão, controle local de tensão a nível de usina de planta.

O modelo de geração fotovoltaica distribuída é apresentado em (WECC, 2014) e (WECC, 2019), sendo especificado detalhadamente em (NERC, 2019), onde são apresentadas parametrizações visando o atendimento de diversas versões da norma IEEE STD 1547/2018. Em (RAMASUBRAMANIAN *et al.*, 2019a), um sistema teste com o modelo de usina fotovoltaica distribuída é testado para diversos eventos, no qual são apresentados resultados das simulações para os softwares PSLF™ da GE, PTI PSS/E™ da Siemens, TSAT, DIgSILENT Power Factory® e POWERWORLD®. Em (ALVAREZ-FERNANDEZ *et al.*, 2020), é realizada uma análise do impacto de DERs na estabilidade

do sistema de potência por meio da parametrização do modelo DER_A para alimentadores reais no Arizona (Estados Unidos). AOUN (2022) avaliou os impactos na estabilidade do sistema devido a utilização das estratégias de controle disponíveis no modelo DER_A.

Tomando como referência os trabalhos mencionados, nesta dissertação são realizadas simulações a partir de modelos genéricos do WECC com testes de diferentes opções de controle e parametrizações. Adicionalmente em relação aos trabalhos mencionados, é realizada a verificação do desempenho dinâmico do sistema quando são aplicadas as normas IEEE Std. 2800/2022, IEEE Std. 1547/2018 e os procedimentos de rede do ONS para análise conjunta de redes de transmissão e distribuição.

1.3 Objetivos da Dissertação

Esta dissertação tem como objetivo principal avaliar a estabilidade de sistemas elétricos de potência com alta penetração de geração solar fotovoltaica em sistemas de transmissão e distribuição de forma conjunta. São utilizados modelos genéricos do WECC com diversas estratégias de controle. Ainda, são considerados os requisitos dos Procedimentos de Rede do ONS e as Normas IEEE STD 2800/2022 e IEEE STD 1547/2018 na avaliação do ganho de desempenho do sistema e impacto na estabilidade relacionado a cada norma.

1.3.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- avaliar modelos genéricos WECC de UFV, centralizadas e distribuídas;
- criar um modelo de rede elétrica, baseada em modelos da literatura, para representar um sistema de energia integrado de transmissão e distribuição e ajustar modelos dinâmicos (tradicionais e WECC) no software POWERWORLD®;
- parametrizar diferentes modos de controle nos módulos da geração solar para garantir a estabilidade de tensão e frequência do sistema teste;
- criar um conjunto de eventos para avaliar a estabilidade na presença de diferentes níveis de penetração de UFV e modos de controles;
- analisar os impactos do aumento da participação da geração solar na estabilidade angular, de tensão e de frequência do sistema;
- analisar se os modelos genéricos WECC inseridos no sistema teste atendem às normas de desempenho estabelecidas pelo ONS nos Procedimentos de Rede e as Normas IEEE Std 2800/2022 "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission

Electric Power Systems" e IEEE Std 1547/2018 "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces", comparando o desempenho do sistema com as normas e avaliando o comportamento da estabilidade do sistema.

1.4 Visão Geral da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em seis Capítulos conforme segue:

- Capítulo 1: apresentou uma introdução com a contextualização e justificativas baseadas em dados estatísticos e revisão de aspectos básicos da literatura, bem como os objetivos desta dissertação;
- Capítulo 2: é apresentado de forma resumida o princípio de funcionamento de uma Usina Solar Fotovoltaica (UFV) e seus principais componentes, bem como uma revisão dos conceitos fundamentais sobre estabilidade de sistemas elétricos;
- Capítulo 3: são apresentados os modelos tradicionais para representar geração síncrona e seus controles, acompanhado de uma revisão bibliográfica associada aos modelos WECC e sua utilização e a descrição dos modelos WECC para representar Usinas Solares Fotovoltaicas.
- Capítulo 4: são descritas as Normas IEEE STD 2800/2022, IEEE STD 1547/2018 e os Sub-Módulos 2.3 e 2.10 dos Procedimentos de Rede, onde são discutidos regras e requisitos estabelecidos por autoridades reguladoras para realizar a conexão e operação de uma UFV na rede elétrica, a fim de garantir a estabilidade do sistema elétrico.
- Capítulo 5: é apresentado o sistema teste criado para os estudos desta dissertação, os casos simulados e as respectivas análises. Os dados utilizados são apresentados nos Anexos e Apêndice;
- Capítulo 6: finalmente, no Capítulo 6 são expostas as conclusões da dissertação e propostas de trabalhos futuros.

2 CONCEITOS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 Energia Solar

O aproveitamento da energia proveniente do sol pode ser realizada de duas maneiras: por meio térmico (fototérmica) ou fotovoltaico. A energia solar térmica caracteriza-se pela utilização da energia solar para gerar energia térmica a partir da radiação solar incidente. As formas mais utilizadas são associadas ao aquecimento de água, tais como:

- aquecimento de água para processos industriais;
- aquecimento de água residencial, por exemplo, chuveiros.

Um sistema solar fotovoltaico gera energia elétrica utilizando células fotovoltaicas que convertem a radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Esse efeito ocorre em materiais semicondutores caracterizados pela existência de bandas de energia, uma composta por elétrons e a outra vazia. O material mais utilizado para este fim é o silício.

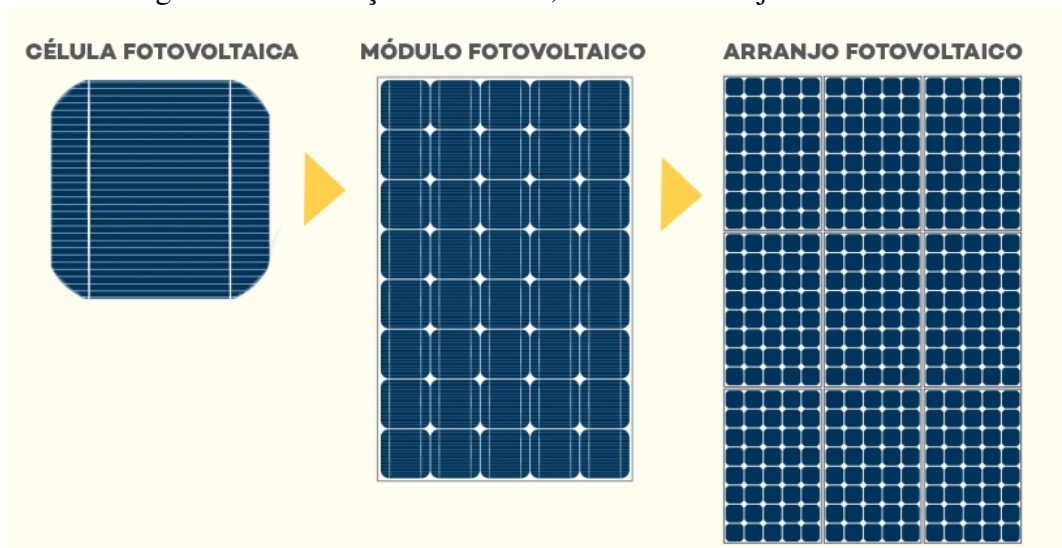
Por fim, uma usina solar é composta por um arranjo (ou painel) fotovoltaico. O arranjo é composto por diversos módulos, os quais são formados por associações de células fotovoltaicas, conforme é ilustrado na Figura 4.

2.1.1 Circuito Equivalente Básico de uma Célula Fotovoltaica

Segundo (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014), a corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção PN, representada por um diodo semicondutor, com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar, representada por uma fonte de corrente. Para a representação do módulo fotovoltaico (FV) pode-se utilizar dois modelos: modelo de duplo diodo e modelo de diodos individuais.

O circuito equivalente do modelo de diodo individual é apresentado, na Figura 5, onde I_{ph} é a corrente de fótons, que varia com a intensidade de radiação solar incidente e temperatura da célula e D_1 representa a junção PN (junção da camada do tipo P com

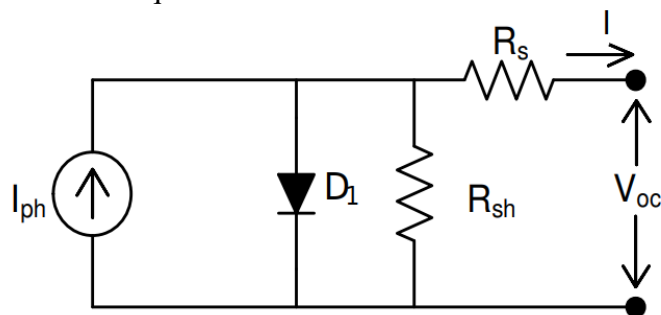
Figura 4 – Diferença entre célula, módulo e arranjo fotovoltaico.



Fonte: (NeoSolar Energia, 2023).

a do tipo N) de um diodo, o qual permite a passagem de corrente elétrica em um único sentido; R_s é a resistência série da célula e R_{sh} representa a carga conectada à célula. V_{oc} é a tensão de circuito aberto da célula.

Figura 5 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica com um diodo.



Fonte: (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

Conforme descrito matematicamente em (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014) a equação da célula é dada por:

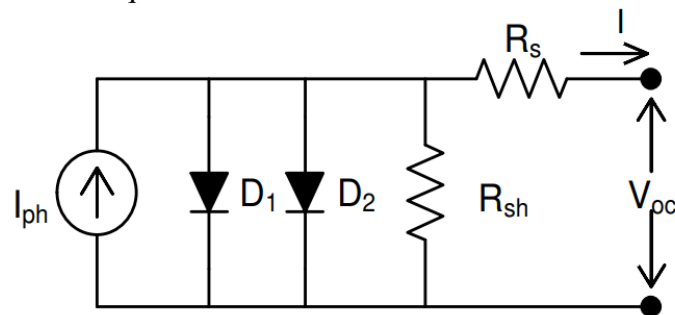
$$I = I_{ph} - I_0 \left[e \left(\frac{q(V_{oc} + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc} + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

onde I é a corrente total [A], I_{ph} é a corrente dos fótons [A]; I_0 é a corrente de saturação reversa [A], q é a constante de carga do elétron ($1,62 \cdot 10^{-19}$ [C]), n é o fator de idealidade do diodo geralmente entre 1 e 2 (obtido por dados experimentais), k é a constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ [J/K]), T é a temperatura da célula [K], R_s e R_{sh} representam as resistências [Ω] em série e paralelo respectivamente. A resistência em série se origina do próprio material semicondutor, nos contatos metálicos e na junção

metal-semicondutor. A resistência em paralelo é causada por impurezas e defeitos na estrutura da célula fotovoltaica (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

De acordo com (CORNELIUS *et al.*, 2017) o modelo de diodo individual, é capaz de representar apenas os efeitos de altas tensões, de modo que, quando é necessária a representação em baixas tensões este modelo não possui a precisão necessária. Utiliza-se então o modelo de duplo diodo. A Figura 6 apresenta o circuito equivalente do modelo de duplo diodo.

Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica com dois diodos.



Fonte: (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

De forma similar ao modelo anterior pode-se representar o modelo de duplo diodo por: (CORNELIUS *et al.*, 2017).

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp \left(\frac{q(V_{oc} + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{q(V_{oc} + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc} + IR_s}{R_{sh}} \quad (2)$$

Nota-se que em (2) foi incluso o termo I_{02} devido ao diodo D_2 que representa a corrente de saturação reversa do diodo.

Duas variáveis possuem uma grande influência na produção de energia pelos painéis fotovoltaicos. Uma das variáveis importante na conversão de energia solar em energia fotovoltaica é a irradiação solar. A corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional à irradiação solar. Desta forma, qualquer variação na incidência da radiação solar sobre os painéis fotovoltaicos irá afetar a produção de energia e, portanto, a injeção de energia na rede. A outra variável está associada com a temperatura, uma vez que a temperatura interna em um módulo fotovoltaico também possui influência sobre a energia elétrica gerada. Um aumento de temperatura reduz a tensão nos módulos do painel, afetando e reduzindo a potência fornecida.

Portanto, ao considerar a instalação de painéis fotovoltaicos, a localização geográfica e as características ambientais devem ser avaliadas cuidadosamente.

A curva característica I-V (corrente versus tensão) de um módulo fotovoltaico, apresentada na Figura 7, determina os principais parâmetros referentes a qualidade e desempenho, tais como: I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} , I_{mp} e P_{mp} . As variáveis I_{sc} e V_{oc} são referentes a corrente

de curto-circuito e tensão de circuito aberto da célula. O ponto de máxima potência (P_{mp}) que um módulo pode operar é localizada no ponto da curva (I_{mp} , V_{mp}) sendo chamado também de joelho da curva I-V. Esses pontos podem ser estimados com base nos valores de I_{sc} e V_{oc} , por intermédio das seguintes expressões: (ZILLES *et al.*, 2012)

$$I_{mp} \approx \alpha \cdot I_{sc} \quad (3)$$

onde

$$0,85 \leq \alpha \leq 0,95 \quad (4)$$

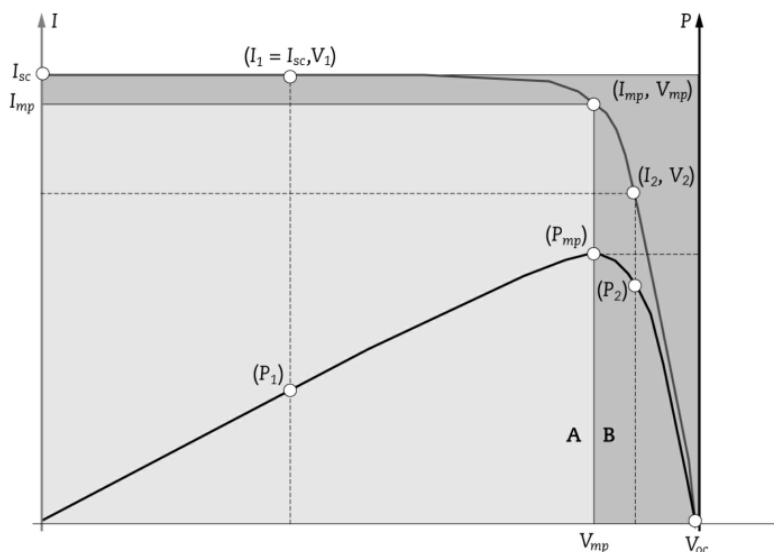
e

$$V_{mp} \approx \beta \cdot V_{oc} \quad (5)$$

onde

$$0,75 \leq \beta \leq 0,90 \quad (6)$$

Figura 7 – Curva I-V, cinza-claro, e curva de potência (P-V), cinza-escuro, de uma célula ou módulo fotovoltaico.



Fonte: (ZILLES *et al.*, 2012).

Por fim, é necessário realizar um comentário sobre o rendimento. Como qualquer processo de conversão de energia, as células fotovoltaicas não tem a capacidade de transformar toda a energia solar incidente em energia elétrica para ser injetada na rede. A eficiência dessa transformação é calculada como

$$\eta = \frac{P_{gerada}}{P_{incidente}} = \frac{V_{oc} I_{sc} FF}{P_{incidente}} \quad (7)$$

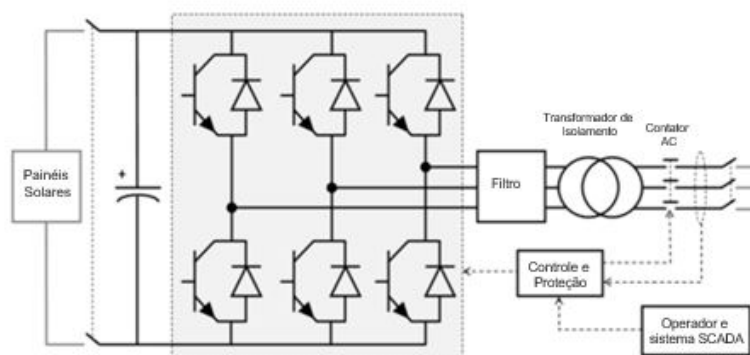
O Fator de Forma (FF) (*Fill factor*) define o quão próximo a curva I - V está da forma ideal. O FF depende muito das características de construção da célula (tipo de semicondutor, dopagem, conexão, etc), dado que esse fator sofre efeito das resistências

série e paralela da célula fotovoltaica. Valores típicos do FF são de 0,6 a 0,85 para células monocristalinas e de 0,5 a 0,7 para as de silício amorfo. Maiores detalhamento e valores de eficiência associada a cada tecnologia de células fotovoltaicas pode ser encontrada na literatura especializada (ZILLES *et al.*, 2012).

2.1.2 Inversores

O sistema de geração solar é composto principalmente por módulos fotovoltaicos. Cada painel solar é composto por células solares que absorvem a luz solar e geram uma corrente elétrica contínua. A interface da geração PV com a rede elétrica é realizada através de inversores conectados aos painéis solares, que injetam corrente alternada na rede, conforme a Figura 8.

Figura 8 – Topologia comumente encontrada em inversores PV trifásicos em escala de concessionária.



Fonte: Adaptado pela Autora de (WECC, 2014).

Os inversores são responsáveis por converter a corrente contínua gerada pelos painéis solares em corrente alternada compatível com a rede elétrica, também são responsáveis por monitorar o desempenho dos painéis solares e garantir que a geração de energia esteja compatível com a energia demandada pela rede elétrica. Os controles dos inversores ajustam a tensão e a frequência da energia gerada pelos painéis solares para níveis adequados e evitam a injeção de energia elétrica excessiva na rede, o que pode prejudicar a estabilidade e segurança do sistema elétrico.

Alguns dos tipos de inversores utilizados em sistemas de geração solar são: inversores centrais, inversores string e microinversores. Os **inversores centrais** são utilizados em sistemas de geração centralizada e são capazes de converter a energia gerada de um elevado número de módulos fotovoltaicos. Os **inversores string** são utilizados em sistemas de geração distribuída e são aplicados para a conversão de um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série. Por fim, os **microinversores** são utilizados em sistemas residenciais e são instalados próximo aos módulos e permitem a conexão de um conjunto pequeno de painéis solares.

Além da energia solar, os inversores possuem diversas aplicações importantes, tais como:

- Energia eólica: As turbinas geram energia elétrica com frequência variável, sendo necessária sua adequação para a frequência da rede.
- Regulação de tensão: Capacidade de regular a tensão elétrica da rede, modulando a largura de pulso da tensão gerada.
- Controle de motores: Varia a velocidade de rotação e torque gerado pelo motor através da modulação de frequência e tensão aplicada ao motor.
- Fontes de energia de emergência. Os inversores são utilizado para converter a energia de baterias.

Além desse componente básico, o sistema de geração inclui outros equipamentos destinados à proteção e controle, suportes, cabos de interconexão, transformadores e filtros.

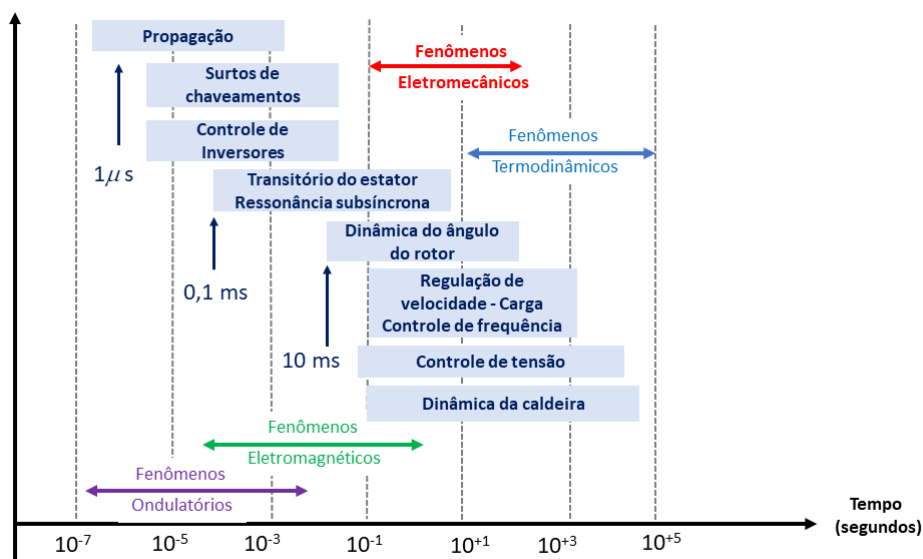
2.2 Estabilidade em Sistemas de Potência

2.2.1 Conceitos Básicos

Em (KUNDUR, 1994) a estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) é definida como "a propriedade que permite a este sistema permanecer em equilíbrio quando submetido a condições normais de operação ou de alcançar um novo estado de equilíbrio aceitável após ter sido submetido a um distúrbio".

Tradicionalmente, SEPs são constituídos de geradores síncronos de potência elevada, localizados muitas vezes longe dos centros de carga e interconectados através de extensos sistemas de transmissão. Nesta situação, o principal foco era a estabilidade angular, também referenciada como estabilidade eletromecânica. Na década de 80 do século XX, passaram a ser observados comportamentos associados a queda descontrolada de tensão, os quais foram identificados como fortemente associados ao suporte de reativos e à limitação da capacidade do sistema de transmissão, bem como com a dinâmica da carga. Como uma forma de definir e explicar esses comportamentos foi adicionada a classe de estabilidade de tensão. O comportamento e controle da frequência sempre foi uma preocupação em SEP, sendo normalmente estudado conjuntamente com a estabilidade angular. Com o incremento da conexão de geração com característica intermitente, aconteceu um aumento de problemas relacionados ao desequilíbrio entre a geração e as cargas e oscilação de frequência na rede. Para agrupar e estudar os fenômenos relacionados a essas situações, foi acrescentada uma nova classe de estabilidade, chamada de estabilidade de frequência. A referência (KUNDUR *et al.*, 2004) apresenta e descreve esses três tipos de estabilidade de forma detalhada.

Figura 9 – Escala de Tempo de Fenômenos de Estabilidade.



Fonte: Adaptado pela autora de (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

Ao longo dos últimos anos, os SEPs vem sofrendo grandes transformações nas áreas de planejamento e operação, muitas delas ligadas a chamada geração distribuída. Essas transformações estão fortemente relacionadas ao aumento da conexão de tecnologias de geração eólica e fotovoltaica, tecnologias de armazenamento, dispositivos FACTS, sistemas de transmissão HVDC e cargas não lineares. Em comum a várias dessas tecnologias está a interface de eletrônica de potência (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

A integração dessas novas tecnologias à rede de transmissão e distribuição inseriu novos fenômenos nos sistemas elétricos, que se manifestam em diferentes escalas de tempo. Esta situação conduziu a estudos para propor uma nova classificação da estabilidade que levasse em conta uma escala de tempo de atuação dos controles e a necessidade de criação de modelos adequados para reproduzir estes fenômenos (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021). Na Figura 9 são ilustradas as escalas de tempo para várias classes de fenômenos dinâmicos em sistemas de energia.

Observando-se a Figura 9 nota-se a escala de tempo em que há a ação dos controles dos conversores, na faixa de alguns microssegundos a vários milissegundos, mostrando claramente que este tipo de ação encontra-se na faixa de tempo de fenômenos de ondas e eletromagnéticos.

Entretanto, como apresentado nas referências (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020) e (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021) ao focar na escala de tempo dos transitórios eletromecânicos, pode-se realizar algumas simplificações na modelagem dos equipamentos do sistema elétrico. Um aspecto chave dessas simplificações é a suposição de que as formas

de onda de tensão e corrente são dominadas pelo componente de frequência fundamental do sistema (50 ou 60 Hz). Como consequência, a rede elétrica pode ser modelada considerando os fasores de tensão e corrente em regime permanente, também conhecida como abordagem quase estática (MATTAVELLI; STANKOVIC; VERGHESE, 1999). Considerando essa abordagem, as dinâmicas e fenômenos de alta frequência são representados por modelos dinâmicos simplificados, o que significa que fenômenos rápidos, como a comutação, não podem ser completamente capturados. Supondo que as ações devido a dinâmica de chaveamento possam ser desconsideradas, então esta abordagem é adequada para o estudo de simulação no domínio do tempo da estabilidade transitória eletromecânica.

Os distúrbios aos quais o SEP está sujeito podem ser classificados quanto a intensidade em pequenas perturbações ou grandes perturbações. Uma **pequena perturbação** é um evento para o qual as equações que descrevem a dinâmica do sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação para a análise. Alguns exemplos desse tipo de evento são o ajuste da tensão de excitação, chaveamento de banco de capacitores e entrada de carga. Uma **grande perturbação** é um evento para o qual as equações que descrevem a dinâmica do sistema não podem ser linearizadas para a análise. Pode-se citar como alguns exemplos de eventos de grande perturbação os curtos-circuitos seguidos de abertura de linha de transmissão, rejeição de geração e rejeição de grande blocos de carga.

Tradicionalmente a análise de estabilidade é classificada em: **Estabilidade angular**, de **tensão** e de **frequência** (KUNDUR, 1994). Levando em conta as considerações apresentadas anteriormente, uma nova classificação da estabilidade em SEP, incluindo duas novas categorias, chamadas de **Estabilidade Influenciada por Conversores** e **Estabilidade devido a Ressonância** foi apresentada na referência (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

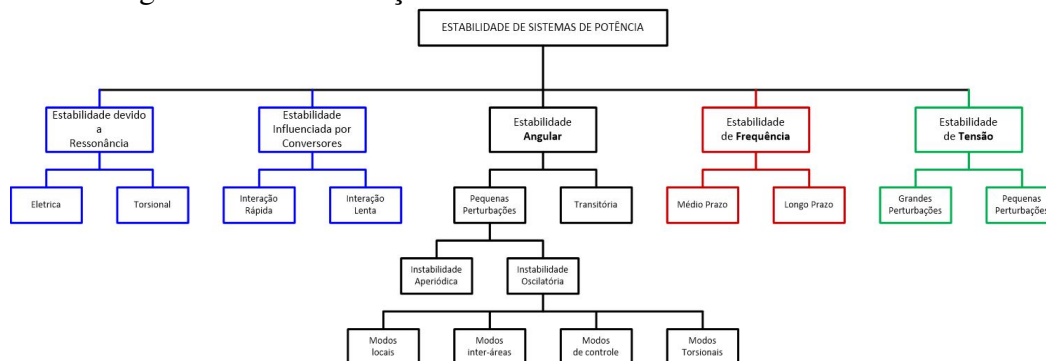
Na Figura 10 é apresentada esta nova classificação. Essa classificação leva em consideração a natureza física da instabilidade resultante que é indicada pelas principais variáveis do sistema nas quais a instabilidade pode ser observada (tensão, ângulo, frequência, potência elétrica), dimensão da perturbação e duração (escala de tempo) que devem ser considerados para verificar a instabilidade.

Esses dois novos tipos de estabilidade estão relacionadas ao aumento da presença de tecnologias de eletrônica de potência (*Converter Interfaced Generation technologies* ou CIG) para realização de interface com o SEP. Essas tecnologias são utilizadas, por exemplo, na geração solar e eólica, armazenadores de energia e em dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*).

2.2.2 Definições de Estabilidade de SEP

As definições e conceitos apresentados a seguir estão principalmente baseados nas referências (KUNDUR, 1994), (VAN CUTSEM; VOURNAS, 2007) e (HATZIARGY-

Figura 10 – Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência.



Fonte: Adaptado pela autora de (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

RIOU *et al.*, 2021)

Estabilidade Angular: em (KUNDUR, 1994) é definida como "a capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência interconectado de permanecer em sincronismo após serem sujeitas a uma perturbação". Em regime permanente, para que o sincronismo seja mantido o torque eletromagnético deve ser igual e oposto ao torque mecânico fornecido pelo conjunto turbina-gerador.

A análise da estabilidade angular depende da intensidade das perturbações, podendo ser estudada do ponto de vista de pequenas perturbações ou grandes perturbações. Quando a análise é do ponto de vista de pequenas perturbações (*small signal stability*) a estabilidade é avaliada a partir das equações linearizadas, sendo analisado o comportamento do torque sincronizante e do torque amortecedor. A resposta dos torques de sincronização e amortecimento determina se o sistema é ou não capaz de manter a estabilidade angular. Por outro lado, a avaliação da estabilidade angular transitória envolve a análise se os geradores elétricos do sistema são capazes de manter o sincronismo após a ocorrência de distúrbios de grande intensidade.

Estabilidade de Tensão: em (KUNDUR, 1994) é definida como "a capacidade do sistema em manter os níveis de tensão em valores aceitáveis". Esses níveis são determinados por normas para condições normais de operação e para eventos transitórios. Por exemplo, um sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio, aumento de demanda ou mudança nas condições do sistema causam uma progressiva e descontrolada queda na tensão.

A principal causa para a instabilidade de tensão está relacionada à incapacidade dos geradores em fornecer potência reativa requisitada pelo sistema, o que afeta o balanço de potência reativa da rede. Ações como a dinâmica das cargas, a atuação dos transformadores com mudança de tap sob carga (*Under Load Tap Changing - ULTC*) e atuação de dispositivos de proteção e controle podem influenciar diretamente a estabilidade de tensão (TAYLOR, 1994).

Em relação à escala de tempo, esse tipo de estabilidade se manifesta, na maioria das

vezes, de forma mais lenta que a estabilidade angular. Dessa forma, muitas vezes são utilizadas abordagens estáticas, ou quase dinâmicas, para avaliar o chamado ponto de colapso (VAN CUTSEM; VOURNAS, 2007), assim como as chamadas curvas PV e QV, que determinam margens e pontos críticos de carregamento que afetam a estabilidade de tensão sistêmica. Em relação a estabilidade transitória de tensão, um aspecto relevante é a dinâmica do gerador e seu sistema de excitação e controle de tensão, bem como as ações de FACTs, tais como os compensadores estáticos (VAN CUTSEM; VOURNAS, 2007).

Estabilidade de Frequência: em (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020) refere-se "à habilidade de um SEP em manter a frequência em níveis aceitáveis e estáveis, determinados por normas, quando acontecem perturbações que causam desequilíbrio entre carga e geração". A principal causa para ocorrência de instabilidade de frequência é a incapacidade do sistema em equilibrar a potência gerada e consumida. Esse atributo está intimamente associado à característica inversamente proporcional da frequência com a potência.

Este desequilíbrio pode ser prejudicial para as unidades geradoras a partir de um determinado valor, sendo especialmente perigoso para unidades de geração térmica. Para evitar danos às unidades geradoras, esquemas de proteção atuam para preservar os equipamentos, aumentando desta forma o desequilíbrio entre a potência gerada e a carga. Essa condição pode evoluir para um blecaute. Para evitar esta situação extrema, os sistemas elétricos dispõe de esquemas que realizam corte de carga de forma automática quando surgem desequilíbrios graves de frequência.

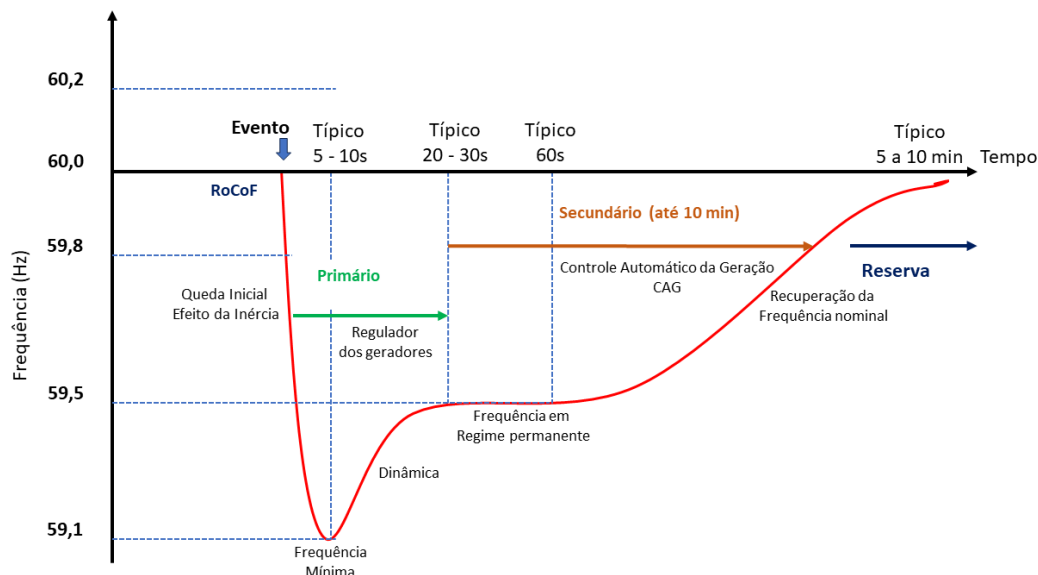
No Brasil existe o chamado Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que realiza o desligamento automático de blocos de carga, de modo a prevenir a ocorrência de subfrequências inferiores a valores pré-estabelecidos. De acordo com a referência (ONS, 2022), o ERAC efetua o corte de carga por meio de relés de taxa de variação de frequência no tempo, medida em uma janela de frequência, e/ou por meio de relés de frequência absoluta, que atuam desligando automaticamente as cargas previamente estabelecidas, sempre que forem atingidos os valores de taxa de frequência, frequência absoluta e temporização caso exista. O tempo máximo admissível para o sensor identificar uma variação de frequência, ou seja, para a sensibilização da função de subfrequência, deve ser da ordem de 3 ciclos ou conforme orientação do catálogo do fabricante do equipamento. Em relação à abertura do disjuntor, considera-se um tempo máximo de 100 ms, tempo esse que varia com o nível de tensão do equipamento. Assim sendo, o tempo máximo total para a atuação do ERAC deve ser da ordem de 150 ms.

Na análise da estabilidade de frequência também são utilizados os conceitos de curta e longa duração. A estabilidade de curta duração está relacionada com as inércias do sistema, ações de controle primário dos geradores e dinâmica da carga. Na estabilidade de longa duração há a ação do controle secundário de frequência, também conhecido como Controle Automático da Geração (CAG), cujo objetivo é zerar o erro de frequência, restabelecendo a frequência para o valor pré-estabelecido, bem como manter os intercâmbios

energéticos programados entre áreas de controle (IEEE, 2013a).

A Figura 11 mostra o comportamento típico da frequência nas fases de atuação do controle primário e secundário de frequência e ação do CAG.

Figura 11 – Comportamento Típico da Resposta de Frequência Sistêmica.



Fonte: Adaptado pela autora de (IEEE, 2013a).

Estabilidade Influenciada por Conversores: esta nova categoria de estabilidade foi introduzida pela publicação (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). O objetivo desta categoria de estabilidade é avaliar o comportamento dinâmico dos tipos de geração que são conectados à rede elétrica através de conversores, também chamados de CIG, as quais possuem um comportamento dinâmico diferente dos geradores síncronos convencionais. Este tipo de geração (CIG) e seu acoplamento com a rede, no qual são bem representativas a geração eólica e fotovoltaica, possui laços de controle com tempos de resposta rápidos, bem como uma ampla escala de tempo relacionada aos diferentes tipos de controle. Esta situação pode resultar em acoplamentos cruzados com a resposta dinâmica eletromecânica dos geradores síncronos e com a resposta transitória eletromagnética da rede, o que pode levar a oscilações instáveis do sistema de energia em uma ampla faixa de frequências (WANG; BLAABJERG, 2019).

Para efeito de avaliação, esta categoria é dividida considerando os efeitos de interações lentas e rápidas. A primeira é referente a interações de dinâmicas lentas entre dispositivos de controles baseados em eletrônica de potência com componentes de resposta lenta do sistema de potência. De acordo com (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020) a causa raiz da instabilidade pode estar relacionada a um sistema fraco, isto é, semelhante a causa da instabilidade de tensão. A diferença desta classe para a classe de tensão está no fato da instabilidade estar associada aos controles do conversor.

Instabilidades em sistemas de energia causadas pelas interações rápidas do conversor

podem surgir, por exemplo, das interações da variação rápida da corrente interna dos laços do conversor de interface do gerador com componentes passivos do sistema, o que pode ocasionar oscilações de alta frequência na faixa de centenas de hertz a vários quilohertz (EBRAHIMZADEH *et al.*, 2018). Esse fenômeno é conhecido como instabilidade harmônica e pode ser evitado ou mitigado por meio de estratégias de amortecimento ativo, já que pode causar problemas de ressonância e multirressonância (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

Estabilidade devido a Ressonância: Esta também é uma nova classe de estabilidade apresentada na publicação (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). O termo ressonância subsíncrona (*Subsynchronous Resonance- SSR*) em sistemas de potência é bem conhecido e definido, referindo-se a uma situação na qual ocorre uma troca de energia de forma periódica e de maneira oscilatória, tal que, se não acontecer uma dissipação dessa energia de forma satisfatória, poderá ocorrer um aumento da magnitude das tensões, correntes e torques nas máquinas do sistema. Quando essas magnitudes excedem os limites especificados, diz-se que ocorreu uma instabilidade de ressonância (ANDERSON, 1989).

De acordo com a publicação (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020) esta classe de estabilidade foi dividida em duas categorias: ressonância torsional e ressonância elétrica. A ressonância torsional, de característica eletromecânica, é um tópico clássico abordado pela literatura (ANDERSON, 1989), e refere-se às interações de torque entre uma linha de transmissão com compensação série e as frequências de torção mecânica do eixo turbina-gerador, especialmente geradores síncronos. A ressonância elétrica refere-se à oscilação eletromagnética causada pela interação dinâmica entre os geradores conectados através de conversores e a rede elétrica, no sentido puramente elétrico, como o efeito gerador de indução, que foi classificado como ressonância subsíncrona (*Subsynchronous Resonance- SSR*) em estágios iniciais e recentemente como interação de controle subsíncrona (*Subsynchronous Control Interaction - SSCI*) (SHAIR *et al.*, 2021).

O termo estabilidade de ressonância engloba a ressonância subsíncrona (SSR), a qual pode estar associada a uma ressonância eletromecânica ou a uma ressonância estritamente elétrica. O termo SSR, conforme definido nas publicações originais relacionadas a esse fenômeno (ANDERSON, 1989), pode se manifestar em duas formas: devido a uma ressonância entre a compensação em série e as frequências de torção mecânica do eixo turbina-gerador, e devido a uma ressonância entre a compensação em série e as características elétricas do gerador.

2.2.3 Estabilidade em Sistemas Elétricos com Geração Solar

A geração solar fotovoltaica está se tornando cada vez mais popular como fonte de energia renovável em sistemas de energia elétrica. No Brasil, inicialmente esse tipo de geração estava restrito a gerações de pequeno porte, instaladas normalmente em prédios residenciais e comerciais, conectadas ao sistema de distribuição de baixa tensão. Com a

evolução da regulamentação (ANEEL, 2021b) (ANEEL, 2021a), usinas de maior porte (até 3,0 MW) passaram a ser conectadas ao sistema de distribuição de média tensão. A partir de 2017 observa-se um aumento significativo na conexão de Usinas de Geração Solar Centralizadas (ABSOLAR, 2023), principalmente nas regiões sudeste e nordeste.

A geração fotovoltaica é uma fonte intermitente e variável, desta forma, o aumento da sua participação na geração afeta a dinâmica do sistema elétrico e pode levar a oscilações de potência e flutuações de tensão e frequência da rede, o que em condições desfavoráveis de operação pode conduzir o sistema à instabilidade.

Uma característica importante do sistema elétrico é a sua inércia, a qual é responsável pela chamada resposta inercial após um evento de súbita mudança de carga ou geração. Pode se definir a inércia como a propriedade física dos geradores síncronos, em conjunto com sua máquina primária, de produzir uma resistência à mudança de velocidade de rotação do rotor, o que ajuda a manter a estabilidade do sistema elétrico durante variações repentinas de carga ou de geração. No caso de tecnologias de geração de energia renovável conectadas a rede através de conversores baseados em eletrônica de potência, como é o caso da geração fotovoltaica (PV), as respostas físicas inerentes mencionadas acima são inexistentes. Isso ocorre porque a resposta do gerador PV é totalmente governada pelos controles dos conversores. Desse modo, sistemas com alta penetração de geração solar são mais suscetíveis a flutuações na frequência do sistema elétrico devido falta de inércia (POURBEIK *et al.*, 2017).

A geração solar, devido à sua característica, também pode introduzir flutuações na tensão do sistema. Essas flutuações são causadas pela variação da irradiância solar e pela resposta dinâmica dos conversores e podem afetar a estabilidade do sistema, além disso, o balanço de geração-carga também pode afetar o comportamento da tensão do sistema, introduzindo sub e sobretensões na rede elétrica. Portanto, esse aumento na penetração de geração solar deve ser acompanhada por estratégias de controle que visem minimizar os problemas de estabilidade ocasionados pela diminuição da redução da inércia rotacional devido à redução da participação de geração síncrona convencional na regulação e estabilização do sistema.

Nos últimos anos o avanço na tecnologia dos conversores e seus controles têm permitido a utilização de diferentes modos de operação (WECC, 2019), tal que esses dispositivos podem contribuir para regular e estabilizar a frequência e a tensão do sistema através da injeção rápida de potência no sistema. Este comportamento contribui para a chamada "inércia sintética"(ou inércia virtual), que está relacionada à capacidade de emular ou fornecer artificialmente a contribuição de inércia para auxiliar na estabilidade (RAMOS, 2019). Outra alternativa para contribuir com a inércia é a utilização de sistemas de armazenamento de energia ou o uso de compensadores síncronos ou estáticos para manter a estabilidade do sistema elétrico em condições de alta penetração de geração solar.

No próximo capítulo são apresentados os modelos dinâmicos genéricos desenvolvidos

pela WECC (WECC, 2019) para representar geradores fotovoltaicos e seus controles em nível local e de planta, bem como as diferentes estratégias de controle responsáveis por mitigar os problemas relativos aos impactos que a geração fotovoltaica causa no sistema elétrico.

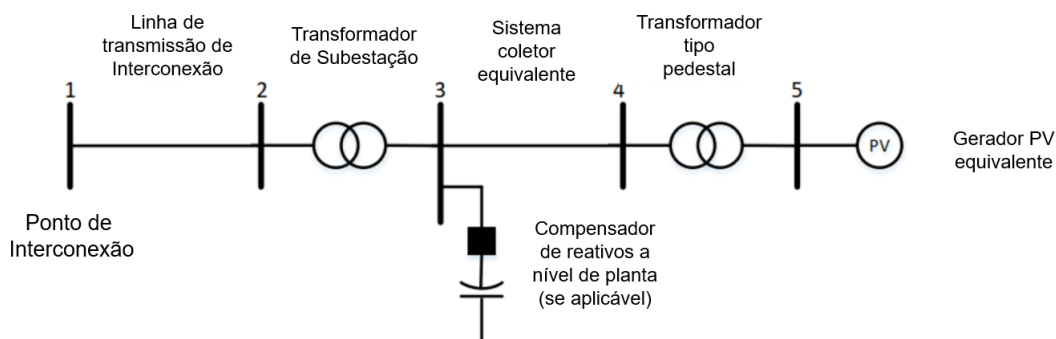
3 MODELAGEM DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM USINAS FOTOVOLTAICAS

Neste capítulo, é apresentada a modelagem de sistemas elétricos com a conexão de usinas solar fotovoltaicas (UFV). Inicialmente é apresentada a forma como as UFV são representadas no problema do fluxo de potência. Após são descritos de forma simplificada os modelos tradicionais das máquinas síncronas e seus respectivos controladores de tensão e velocidade utilizados no estudo de caso, assim como os modelos genéricos de UFV, centralizada e descentralizada, elaborados pelo WECC (*Western Electricity Coordinating Council*).

3.1 Representação no Fluxo de Potência

Tradicionalmente, cada planta de geração solar fotovoltaica é representada no fluxo de potência por um modelo de máquina equivalente, conforme a Figura 12.

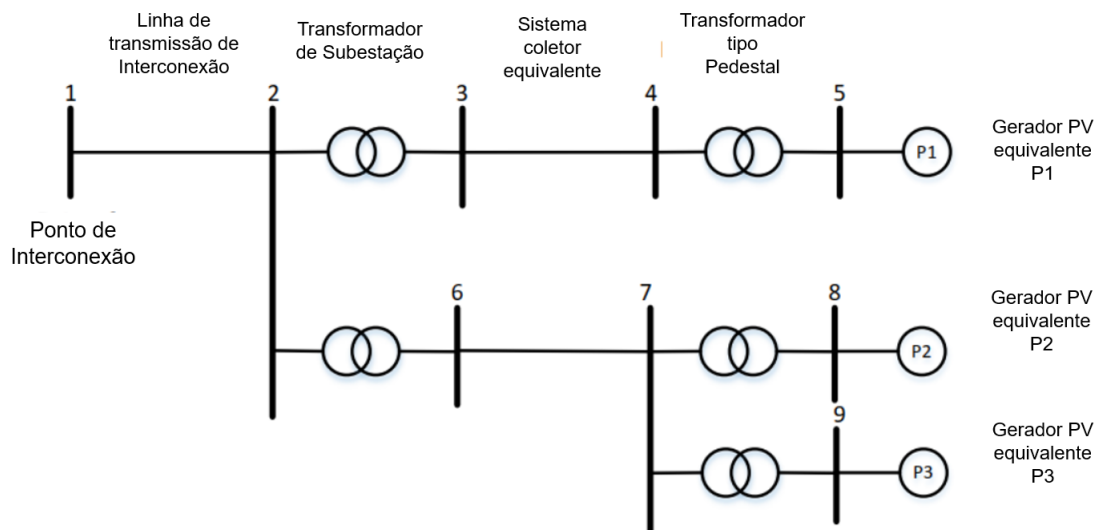
Figura 12 – Representação de fluxo de potência equivalente de gerador único para uma usina de energia solar fotovoltaica.



Fonte: Adaptado pela Autora de (WECC, 2014).

Assim, a representação das usinas fotovoltaicas consiste em um gerador equivalente que é conectado à rede por meio de inversores, e o conjunto acessa a rede coletora através de um transformador equivalente, sendo este considerado o ponto de conexão (POC).

Figura 13 – Representação de fluxo de potência equivalente de múltiplos geradores para uma usina de energia solar fotovoltaica.



Fonte: Adaptado pela Autora de (WECC, 2019).

Após o ponto de conexão, eleva-se a tensão através de um transformador elevador que conecta este sistema a uma linha de transmissão até o ponto de interconexão (POI).

Também é possível representar de forma explícita um sistema de suporte reativo no nível da planta, se necessário. Esse sistema pode ser um banco de capacitores *shunts* (fixos ou comutáveis) ou dispositivos FACTs, como por exemplo um SVC ou STATCOM. (WECC, 2019)

É recomendado por (WECC, 2019) a representação da usina por um modelo de múltiplas máquinas equivalentes para casos em que uma usina solar fotovoltaica tenha diferentes tipos de inversores instalados. Desse modo, é possível que sejam representadas as diferentes características desses inversores, tais como capacidade reativa, configuração de controle e configuração de proteção. Essa representação é apresentada na Figura 13, onde pode ser observado que cada gerador e transformador da subestação é explicitamente representado no fluxo de potência.

As seguintes alternativas são possíveis:

- Se os inversores são iguais, representa-se os inversores com um transformador da subestação, um circuito coletor equivalente, um transformador equivalente e um gerador equivalente. Esta configuração equivale ao gerador P_1 da Figura 13.
- Se diferentes inversores com o mesmo controle e configuração de proteção forem instalados atrás de um transformador da subestação, representa-se todos os inversores por um circuito coletor equivalente, um transformador equivalente e um gerador equivalente. Esta configuração equivale aos geradores P_2 e P_3 da Figura 13.

- Se inversores com configurações diferentes forem instalados atrás do mesmo transformador da subestação, representa-se cada tipo de inversor que tenha pelo menos 10 MVA de capacidade instalada por um gerador equivalente com seu próprio transformador equivalente. O tipo de inversor com menos de 10 MVA capacidade instalada pode ser agregada a outro tipo de inversor em um gerador equivalente. Esta configuração equivale ao gerador P_1 da Figura 13.

A escolha entre a representação de gerador único ou múltiplo deve levar em consideração o número de transformadores da subestação principal, o sistema coletor atrás de cada transformador da subestação, a colocação de diferentes tipos de inversores atrás da subestação principal, a diferença de configuração entre os inversores e a combinação de diferentes inversores. (WECC, 2019)

3.2 Modelos Tradicionais de Geradores Síncronos e Reguladores

Os modelos utilizados para representar os geradores síncronos e seus controladores foram selecionados de acordo com o apresentado na literatura, tal que seja possível ajustes padronizados e uma comparação de desempenho.

O modelo do gerador utilizado para representar as máquinas síncronas, nesta dissertação, é o modelo chamado "*GENROU*", que representa um gerador síncrono de polos lisos, normalmente associado a geradores síncronos acoplados a turbinas térmicas (ANDERSON; FOUAD, 2002) (KUNDUR, 1994).

A Figura 14 representa o diagrama de blocos desse modelo no Software Powerworld (POWERWORLD, 2023).

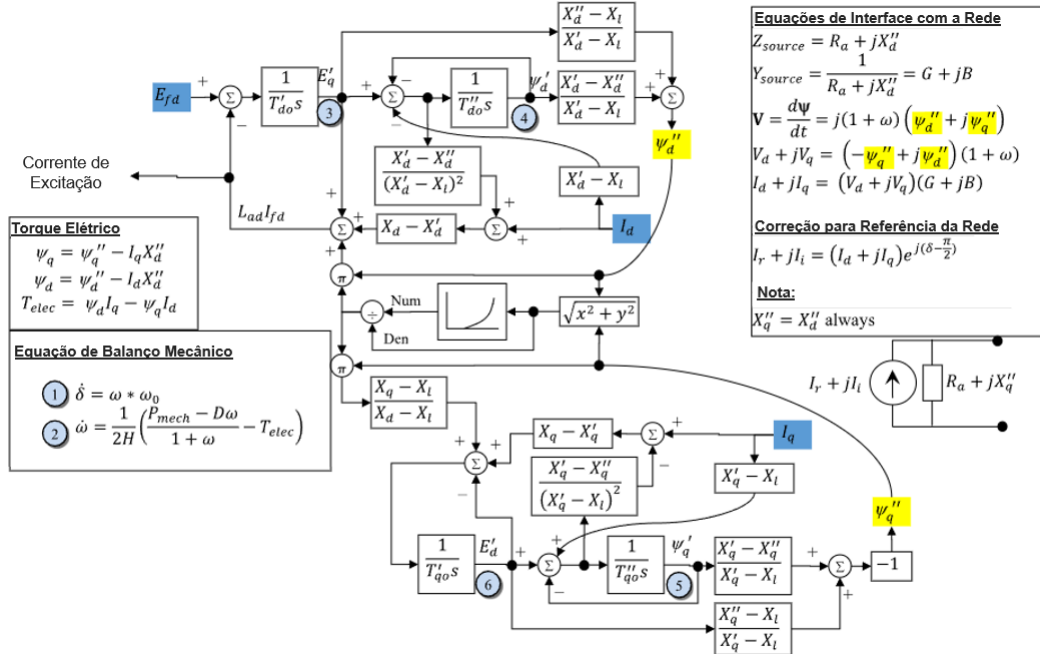
Nos últimos anos houve uma grande evolução da tecnologia e controle de sistemas de excitação. Até a década de 1970 os sistemas de excitação CC, também referenciados como DC (IEEE, 2016) eram muito utilizados. Com a evolução dos sistemas de excitação em corrente alternada e estáticos, esse tipo de sistema de excitação está em desuso. Entretanto, costuma ser muito utilizado em sistemas exemplos da literatura (ANDERSON; FOUAD, 2002).

Nesse tipo de sistema, uma máquina de corrente contínua especial, conhecida como amplidyne é utilizada como regulador de tensão, controlando a corrente de campo de um gerador CC, que fornece corrente para o campo do gerador através de anéis coletores. O modelo para representar este sistema costuma ser chamado de DC1 (IEEE, 2016).

Esse modelo é chamado de "*IEEET1*" no software POWERWORLD, sendo sua representação (POWERWORLD, 2023) apresentada na Figura 15.

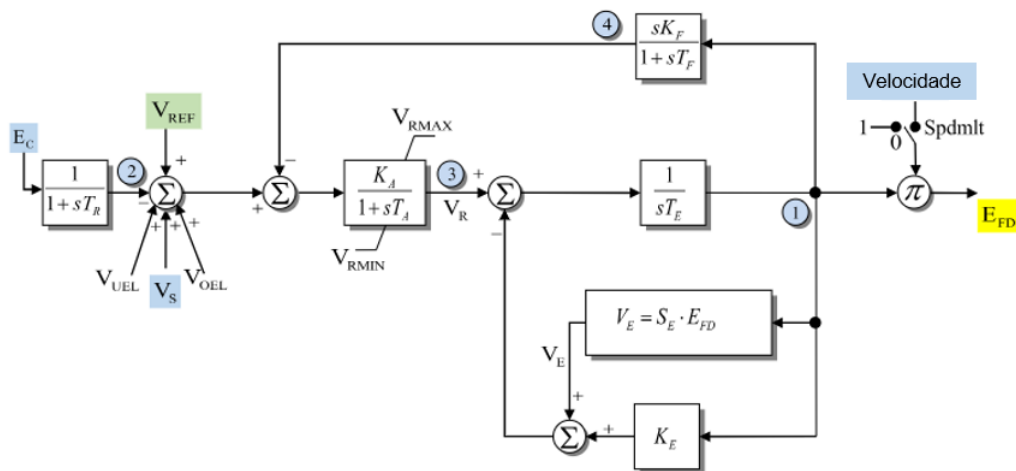
O modelo conhecido como "*TGOVI*" é um dos modelos mais simples para representar o controle de velocidade de turbinas a vapor, sendo muito utilizado em sistemas exemplos da literatura. Neste modelo estão representados o estatismo (R), o movimento da válvula de vapor e seus limites (T_1 , V_{MAX} , V_{MIN}) e um bloco de avanço-atraso de fase que repre-

Figura 14 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona (GENROU).



Fonte: Adaptado pela Autora de (POWERWORLD, 2023).

Figura 15 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão (IEEE1).

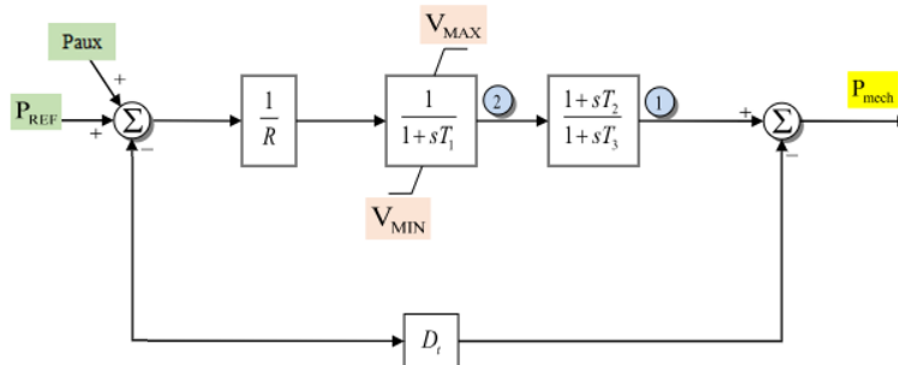


Fonte: Adaptado pela Autora de (POWERWORLD, 2023).

sentas as constantes de tempo (T_2/T_3) relacionadas com o fluxo de vapor no reaquecedor e nos diversos estágios da turbina (IEEE, 2013b).

Na Figura 16 é apresentada a representação do modelo de regulador de velocidade TGOV1 no software POWERWORLD (POWERWORLD, 2023).

Figura 16 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade (TGOV1).



Fonte: Adaptado pela Autora de (POWERWORLD, 2023).

A descrição dos modelos apresentados anteriormente, e de seus respectivos parâmetros e variáveis, pode ser encontrada no Manual do POWERWORLD® em (POWERWORLD, 2023). Os modelos e valores utilizados nos parâmetros estão de acordo com (DOLATABADI *et al.*, 2020). Um maior detalhamento sobre a construção, características de funcionamento e ajustes são encontrados em (KUNDUR, 1994).

3.3 Modelo WECC de Geração Solar Fotovoltaica Centralizada

A estrutura de uma planta solar é apresentada na Figura 17, que consiste nos módulos: REPC_A, REEC_A e REGC_A. As explicações do modelo a seguir são baseadas nas diretrizes de (WECC, 2019) e (WECC, 2014).

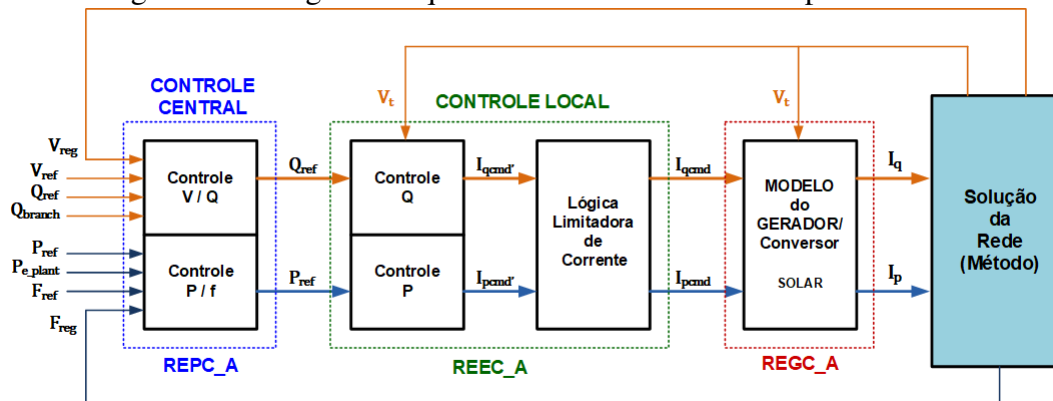
A descrição completa dos parâmetros e variáveis de cada modelo é apresentada no Anexo A.

O módulo **REGC_A** (*Renewable Energy Generator/Converter*) representa o **modelo do gerador/conversor** responsável por processar o comando de corrente ativa e reativa, e gerar como saída a injeção de corrente ativa e reativa no sistema de potência no qual está conectado.

O módulo **REEC_A** (*Renewable Energy Electrical Control*) representa os **controles elétricos dos inversores**, que a partir da referência de potência ativa e reativa do módulo REPC_A, e da realimentação da tensão terminal e da saída de potência do gerador, fornece comandos de corrente ativa e reativa para o módulo seguinte (REGC_A.)

O módulo **REPC_A** (*Renewable Energy Plant Control*) é utilizado para representar o **sistema controlador da usina**. Neste módulo é processada a tensão e a saída de potência

Figura 17 – Diagrama esquemático do modelo de uma planta solar.



Fonte: Autoria própria.

reativa para emular o controle de volt / var no nível da planta. Ele também processa frequência e potência ativa da rede para emular o controle de potência ativa. Esse módulo fornece comando de potência reativa e ativa para o módulo seguinte (REEC_A).

Na Figura 18 é apresentado de forma detalhada o modelo do gerador/conversor (REGC_A).

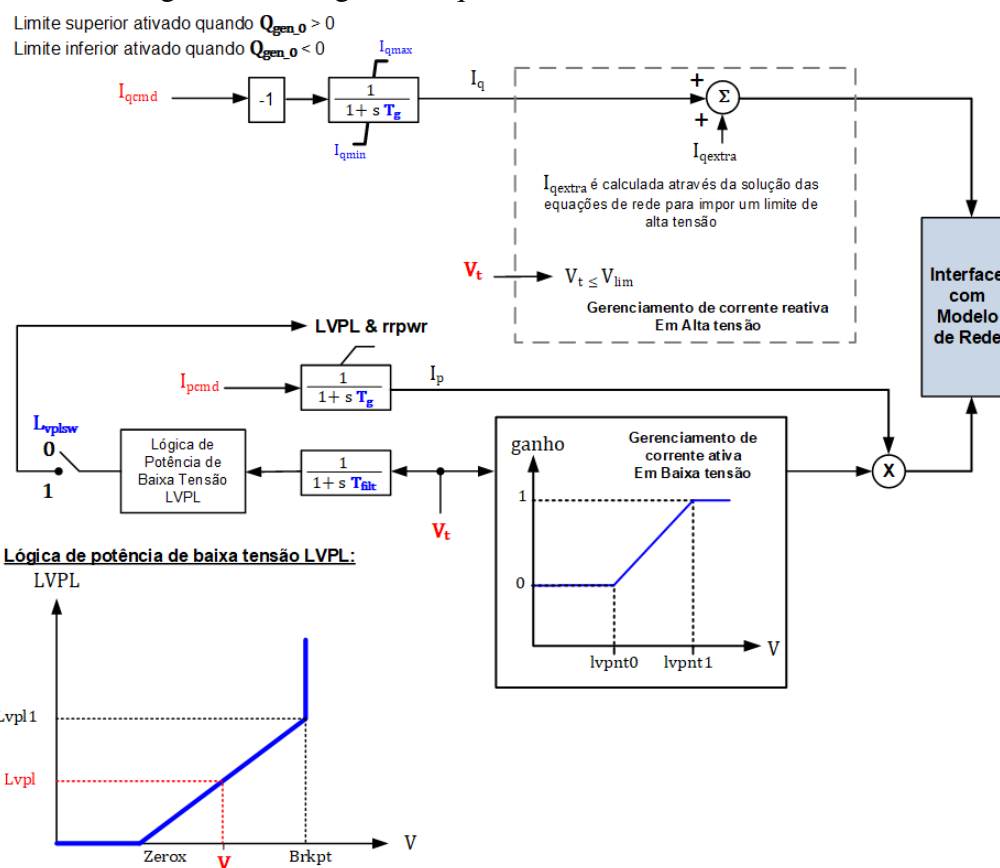
No modelo gerador/conversor **REGC_A**, é realizada a regulação de corrente ativa e reativa do inversor que será injetada no sistema de potência. Essa regulação é realizada a partir comandos de corrente ativa (I_{pcmd}) e reativa (I_{qcmd}) que são processadas pelo modelo de controle elétrico (REEC_A).

O modelo apresentado na Figura 18 possui dois gerenciamentos distintos, um para sobretensão e outro para subtensão.

- **Sobretensão:** Gerenciamento de corrente reativa (I_{qcmd}) durante eventos de alta tensão onde uma injeção extra de corrente (I_{qextra}) é calculada através da solução das equações de rede para impor um limite de alta tensão.
- **Subtensão:** Gerenciamento de corrente ativa durante eventos de baixa tensão para emular a resposta do circuito de malha de fase (*phase-locked loop*- PLL) durante quedas de tensão, o qual possui ganhos entre 0 a 1 em função da tensão entre os limites L_{vpnt0} e L_{vpnt1} . Possui também uma lógica de potência durante eventos de baixa tensão que admite que o comando de corrente recebido neste módulo (I_{pcmd}) seja saturado, para permitir um sinal de corrente ativa (I_p) controlado durante e imediatamente após quedas de tensão.

Na Figura 19, é apresentado o modelo **REEC_A**, sendo que o modelo é dividido em 5 regiões com base nas suas respectivas funcionalidades. Destacada na Figura por **REEC_A_0**, o modelo possui dois subsistemas de controle, um de potência ativa e outro de potência reativa. No primeiro, o controle de potência ativa fornece o comando de corrente ativa (I_{pcmd}), que está sujeito a limitação conforme a lógica de limite de corrente, no qual o usuário escolhe entre a prioridade de potência ativa "P" ou de potência reativa "Q".

Figura 18 – Diagrama esquemático do modelo REGC_A.

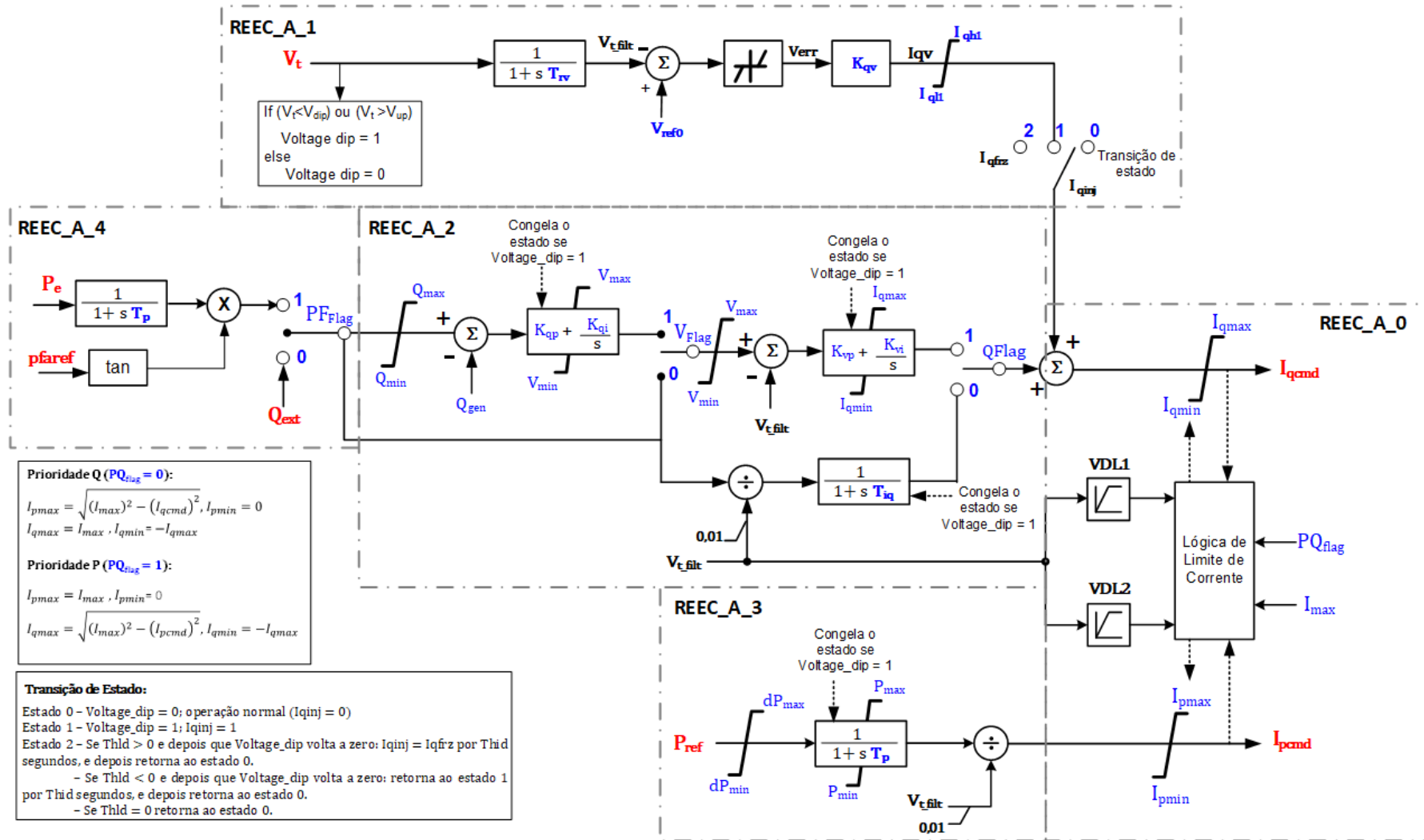


Fonte: Autoria própria.

Neste subsistema, a referência potência ativa (P_{ref}) é a potência ativa inicial originada do fluxo de potência resolvido, ou do módulo de controlador da planta (REPC_A) se o mesmo estiver incluso e operacional. No segundo subsistema, o controle de potência reativa fornece o comando de corrente reativa (I_{qcmd}), que também está sujeito a limitação conforme a lógica de limite de corrente.

Figura 19 – Diagrama esquemático do modelo REEC_A.

Controle de Corrente Reativa

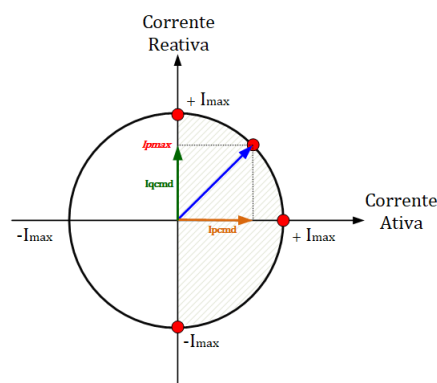


Controle de Corrente Ativa

Fonte: Autoria própria.

A Figura 20 apresenta o limite de corrente do modelo REEC_A, sendo que a primeira limitação de corrente é determinada por um semicírculo em torno dos quadrantes 1 e 4. Ainda na parte destacada como **REEC_A_0**, há uma segunda limitação é dada por VDL1 e VDL2, as quais são duas tabelas com quatro pares de números definidos por dados de fabricante que formam uma curva linear por partes. O objetivo é definir os limites de corrente reativa e ativa, respectivamente, em função da tensão. Portanto, além do limite básico de corrente mostrado na Figura 20, as tabelas de limite dependente de tensão (VDL) podem ser usadas para efetuar outros limites na corrente ativa ou reativa em função da tensão.

Figura 20 – Limite de corrente do modelo REEC_A.



Fonte: Autoria própria.

Portanto, é permitida somente corrente ativa positiva ($I_{p_{min}} = 0$) pois este é um modelo para gerador, e a corrente total deve ser menor ou igual a I_{max} .

Os valores dessas tabelas (VDL1 e VDL2) são fornecidos pelo fabricante do inversor com base em valores de fábrica ou testes em campo. Em instalações de usinas reais, é importante que essas tabelas sejam razoavelmente parametrizadas em vez de ser desabilitado ou ignorado pois representam a capacidade de “interrupção momentânea”, descrita em detalhe na seção 4.2.2. Entretanto para simulações em que não há disponível os dados do fabricante, utiliza-se de forma alternativa a lógica de potência de baixa tensão do módulo do gerador (REGC_A).

Por fim, a corrente é limitada pela da lógica de corrente fornecida na Figura 19. A prioridade é dada ao comando de corrente ativa ou reativa, dependendo do valor do sinalizador de prioridade PQ_{flag} . O comando com prioridade é limitado apenas pela corrente nominal do conversor. Desse modo, o comando sem prioridade é limitado pela capacidade restante após a geração do comando prioritário. O módulo ainda possui as seguintes funcionalidades, que estão destacadas na Figura 19. e descritas a seguir:

- **REEC_A_1** : Controle de “*fault ride-through*” , isto é, a planta segue operando em curtos períodos de tempo em que há uma subtensão na rede. O módulo oferece uma injeção de corrente reativa (I_{inj}) que é definida pela comutação em três estados. A

lógica para a comutação dos estados são apresentados na Figura 19, sendo estes:

- Estado 0: Operação normal, quando não há necessidade de injeção de corrente reativa, pois a tensão não esta abaixo de V_{dip} ou acima de V_{up} fazendo com que $Voltage_{dip} = 0$.
 - Estado 1: Estado no qual a tensão esta abaixo de V_{dip} ou acima de V_{up} fazendo com que $Voltage_{dip} = 1$. Desse modo há injeção de corrente reativa para suporte de tensão.
 - Estado 2: Estado de transição para o estado 0, determinado pelo valor de Thld que é um atraso de tempo (em segundos) associado a I_{qinj} quando $Voltage_{dip}$ é redefinido de 1 para 0.
 - * Se $Thld > 0$ e depois que $Voltage_{dip} = 0$: $I_{qinj} = I_{qfrz}$ por Thld segundos, e depois retorna ao estado 0.
 - * Se $Thld < 0$ e depois que $Voltage_{dip} = 0$: retorna ao estado 1 por Thld segundos, e depois retorna ao estado 0.
 - * Se $Thld = 0$ retorna ao estado 0.
- REEC_A_2 : A partir da combinação dos sinalizadores V_{flag} e Q_{flag} é possível realizar o controle local de tensão, potência reativa ou coordenação Q/V.
 - REEC_A_3: Fornece uma referência de potência ativa baseada no valor de potência ativa do fluxo de potência resolvido.
 - REEC_A_4: Fornece um fator de potência constante, quando $Pf_{flag} = 1$, com base no fator de potência do inversor no caso de fluxo de potência resolvido.

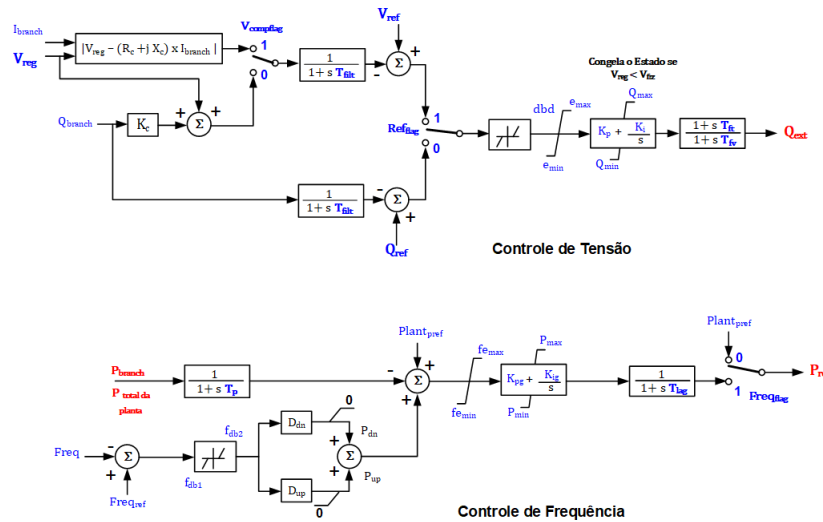
Em síntese, o modelo apresentado na Figura 19 foi estruturado a partir de quatro sinalizadores. O primeiro sinalizador (pq_{flag}) permite a seleção da prioridade de potência ativa ou reativa. A combinação dos sinalizadores de controle de fator de potência (pf_{flag}), tensão (v_{flag}) e potência reativa (q_{flag}) ditam o esquema de controle de potência da planta. (WECC, 2019)

O modelo do controlador da planta (REPC_A), apresentado na Figura 21, é um modelo opcional utilizado para realizar o controle em nível de planta da potência ativa e/ou reativa. O modelo é configurado pelos três sinalizadores descritos a seguir.

- Sinalizador ref_{flag} : Determina se o laço de controle volt/var no nível da planta regula a tensão ou a potência reativa.
- Sinalizador $V_{compflag}$: Determina se o controlador da planta aplica compensação de queda de linha ou queda de tensão, válido apenas quando a planta regula tensão ($ref_{flag} = 1$).

- Sinalizador $Freq_{flag}$: Determina se a funcionalidade de controle de frequência do controlador da planta está habilitada ou desabilitada.

Figura 21 – Diagrama esquemático do modelo REPC_A.



Fonte: Autoria própria.

O modelo da planta solar compreende a associação dos três módulos apresentados. Desse modo, há diversas possibilidades de combinação de controle a partir dos sinalizadores de cada módulo. A Tabela 1 apresenta as combinações válidas de sinalizadores considerando a utilização do módulo de controle de planta (REPC_A). Outras combinações não listadas são inválidas.

Tabela 1 – Lista de combinações para controle em nível de planta e local.

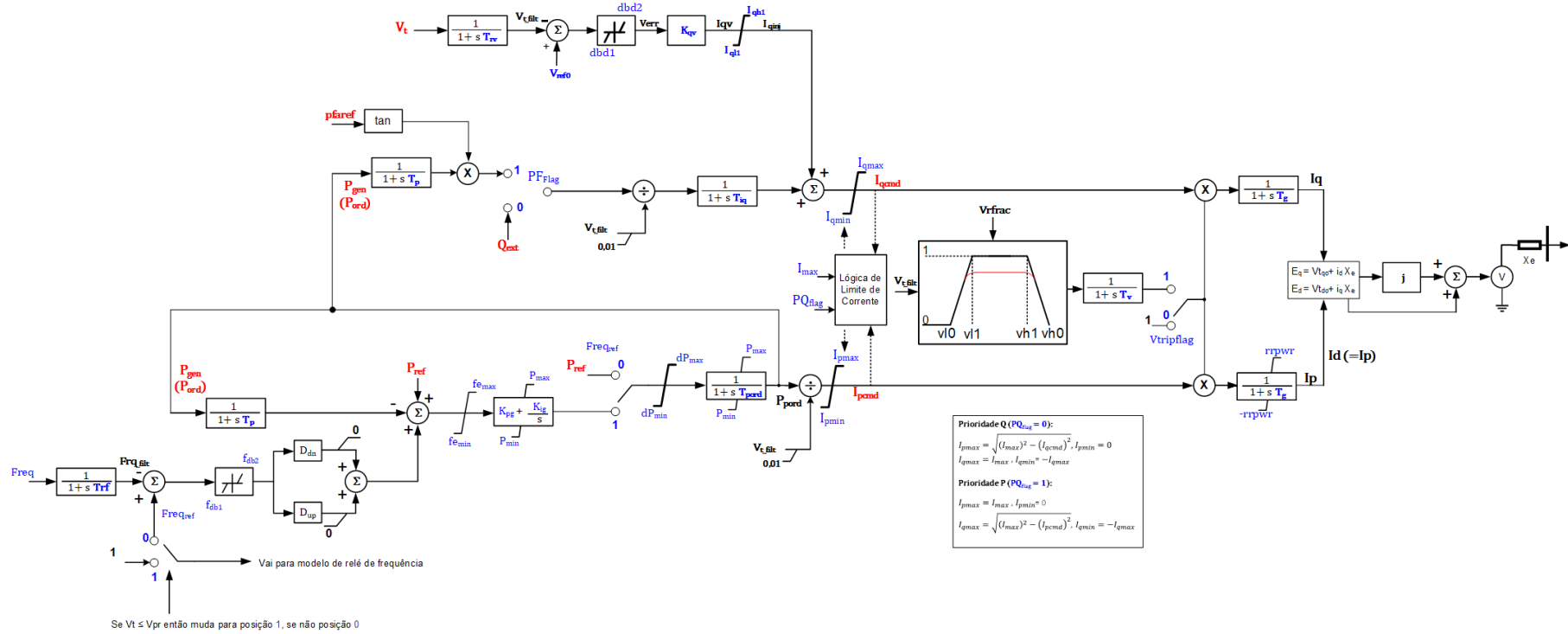
Nº	REEC			REPC	Descrição
	pf_{flag}	v_{flag}	q_{flag}	ref_{flag}	
1	0	0	0	0	Controle Q em nível de planta (Equivalente a nº 4)
2	0	0	0	1	Controle V em nível de planta (Equivalente a nº 5)
3	0	0	1	1	Controle V em nível de planta e V local
4	0	1	0	0	Controle Q em nível de planta (Equivalente a nº 1)
5	0	1	0	1	Controle V em nível de planta (Equivalente a nº 2)
6	0	1	1	0	Controle Q em nível de planta e Q/V local
7	0	1	1	1	Controle V em nível de planta e Q/V local

Observa-se que o sinalizador Pf_{flag} deve ser considerado 0 quando utiliza-se o módulo de controle de planta (REPC_A), pois a referência de potência reativa dos controles elétricos dos inversores (REEC_A) recebe o sinal do controlador da usina através da variável " Q_{ext} ", e para que isso seja possível Pf_{flag} deve ser 0. Desse modo foi considerada que esta sinalização esta sempre desabilitada.

3.4 Modelo WECC de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída

O modelo genérico de planta solar fotovoltaica distribuída consiste na representação simplificada de um sistema de geração que é instalado próximo aos consumidores na rede de distribuição. O modelo genérico utilizado para representar esta geração é apresentado na Figura 22. O nome atribuído ao modelo DER_A refere-se a "*Distributed Energy Resources*" traduzido como recursos energéticos distribuídos.

Figura 22 – Diagrama esquemático do modelo DER_A.



Fonte: Autoria própria.

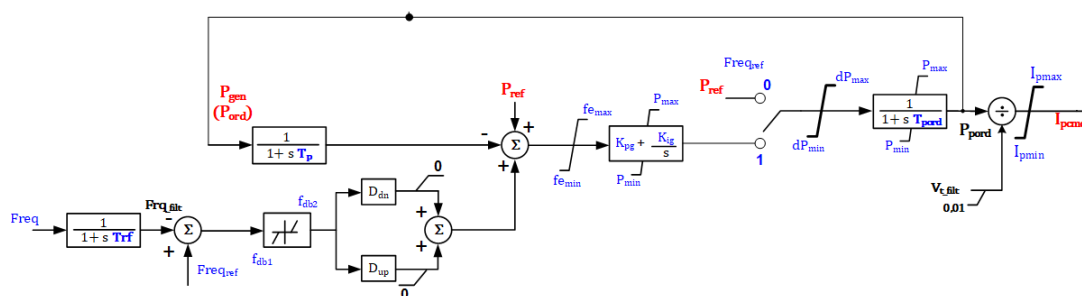
Na seção anterior o modelo completo para representação da usina centralizada era composta por três módulos (REPC_A, REEC_A e REGC_A). Já para usina distribuída, há apenas o modelo DER_A, que é uma simplificação do modelo centralizado. Pode ser utilizado para representar gerações individuais ou um grupo de usinas semelhantes, podendo também ser usado para representar sistemas de armazenamento. (NERC, 2019)

O modelo inclui as seguintes características:

- controle de fator de potência e de potência reativa;
- controle de potência ativa e frequência;
- controle de tensão;
- representação de uma fração de recursos que restauram a saída após um evento de distúrbio de tensão ou frequência;
- opções de prioridade de corrente ativa ou reativa;
- limites de taxa de rampa de potência ativa durante o religamento após desarme ou ao energizar após uma falta ou distúrbio de frequência.

Para habilitar os controles de potência ativa e frequência, mostrados na Figura 23, a sinalização $Freq_{flag}$ é definida como 1, caso contrário ($Freq_{flag} = 0$) é utilizada a referência de potência da solução do fluxo de potência P_{ref} . Os parâmetros Ddn e Dup representam os ganhos de sobrefrequência e subfrequência, respectivamente que são utilizados para realizar um controle primário de frequência.

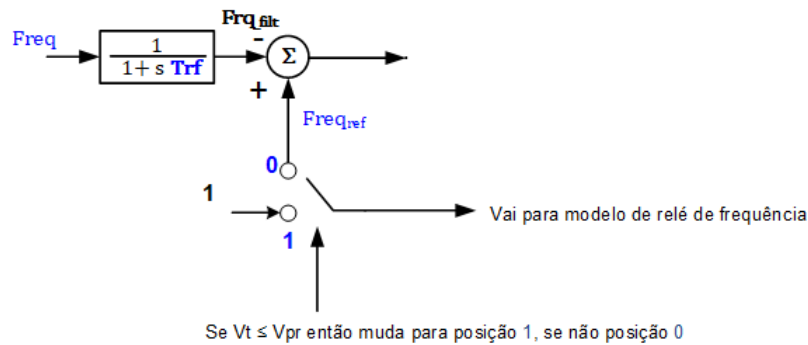
Figura 23 – Controle de potência ativa e de frequência.



Fonte: Autoria própria.

O controle lógico de disparo de frequência possui uma lógica de inibição de baixa tensão. O objetivo é evitar desligamentos falsos durante transientes, que são comuns em funções de proteção de frequência. Dessa forma, se a tensão cai abaixo de um limite (V_{pr}) o modelo de relé de frequência é desviado, isto é, vai para a posição 1 na Figura 24. Em simulações numéricas, esse inibidor de baixa tensão também é usado para evitar desligamentos em picos numéricos durante descontinuidades. (NERC, 2019)

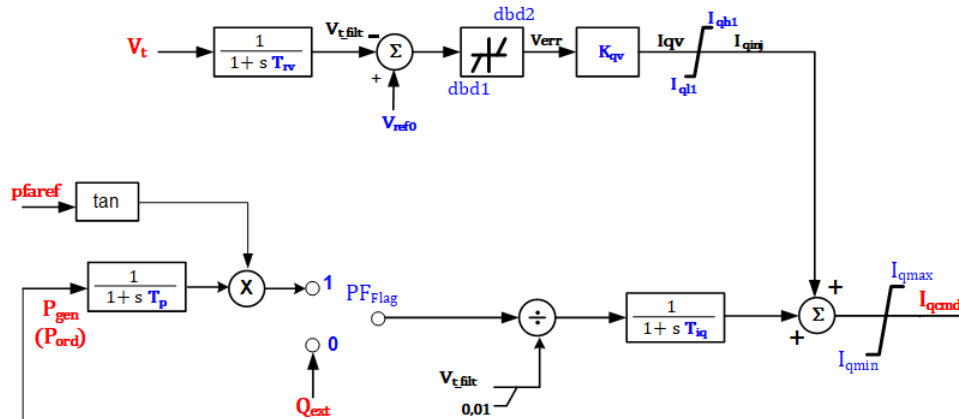
Figura 24 – Controles lógicos de disparo de frequência.



Fonte: Autoria própria.

O controle de potência reativa e tensão é apresentado na Figura 25. A sinalização $PFlag$ deve ser definida como 0 para realizar o controle de potência reativa, caso contrário ($PFlag = 1$) o controle é definido como fator de potência constante. O controle de tensão é realizado através de uma injeção de corrente (I_{qv}) que é limitada por (I_{qh1} e I_{ql1}), por não possuir um sinalizador, esta função é desativada zerando o ganho K_{qv} .

Figura 25 – Controles de tensão de energia reativa.

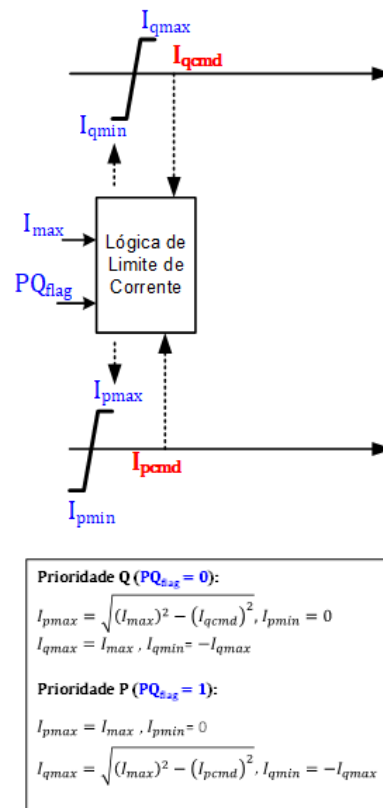


Fonte: Autoria própria.

O funcionamento do controle de prioridade de corrente do modelo DER_A da Figura 26 é idêntico ao apresentado no modelo de geração fotovoltaica centralizada. Quando o parâmetro $typeflag$, é definido como 0 o DER é uma unidade geradora, se definido como 1 representa um dispositivo de armazenamento. Isso faz com que os limites da lógica sejam alterados. A diferença está no limite I_{pmin} , que é definido como 0 para a lógica de corrente explicada na seção anterior. Caso o DER seja um armazenador então $I_{pmin} = -I_{pmax}$.

Por fim, o modelo possui um controle de desligamento fracionário destinado a representar uma parte do DER desligando em eventos de sobretensão ou subtensão, conforme mostrado na Figura 27. Assim, espera-se que uma fração dos DERs desliguem para posteriormente retornar a operar após a janela de tempo de análise de estabilidade.

Figura 26 – Controles de prioridade de corrente ativo-reactivo.



Fonte: Autoria própria.

O $Vtripflag$ controla o desligamento de tensão, se $Vtripflag = 1$ o controle está habilitado. O comando $Vrfrac$ define a fração de DERs que deve se recuperar quando a tensão alcança uma faixa de operação aceitável após sofrer um distúrbio.

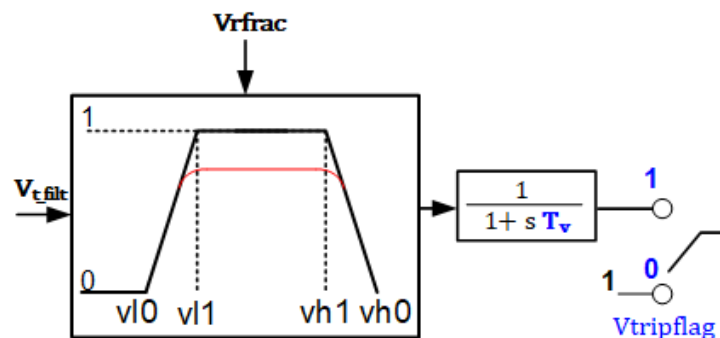
O $ftripflag$ controla o desligamento de frequência separadamente. Para o desligamento de frequência, há apenas dois pontos: subfrequência (fl) e sobrefrequência (fh), que possuem temporizadores de 0,16s. Portanto, não há desligamento parcial devido à frequência.

Os parâmetros $v10$ e $v11$ são os pontos de subtensão e os parâmetros $vh0$ e $vh1$ são os pontos de sobretensão. Por exemplo, quando a tensão cai abaixo de $v11$, uma fração dos DERs desligará, com uma quantidade linearmente crescente de DERs experimentando desligamentos até $v10$, onde todos os DERs terão desligado. (NERC, 2019)

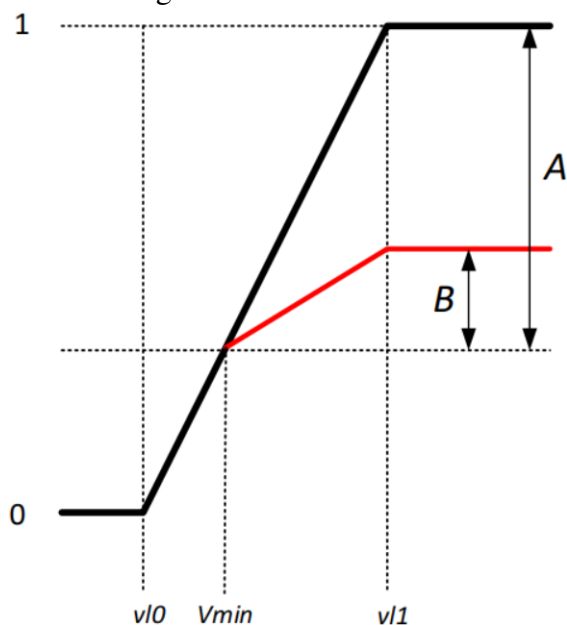
Se a tensão ultrapassar limites especificados por um determinado período de tempo (abaixo de $tv10$ ou $tv11$ ou acima de $tvh0$ ou $tvh1$), então a recuperação dos recursos muda da linha preta para a linha vermelha (Figura 27). O objetivo é representar que apenas uma fração de recursos DER se recuperam da queda de tensão ($Vrfrac$), conforme mostrado na Figura 28. (NERC, 2019)

A lógica de desligamento fracionário representa uma tentativa de emular uma parcela de DER que pertencem a gerações mais antigas que desligam para distúrbios de tensão e frequência e outra parcela que segue as diretrizes da norma IEEE STD 1547/2018 (IEEE,

Figura 27 – Controles de desligamento fracionário.



Fonte: Autoria própria.

Figura 28 – Efeito do comando V_{frac} .

$$B = V_{frac} \times A = V_{frac} \left(\frac{v_{l1} - V_{min}}{v_{l1} - v_{l0}} \right)$$

Fonte: (RAMASUBRAMANIAN *et al.*, 2019b)

2018) que determina que o recurso continue operando dentro de uma faixa determinada. Para representar os recursos DER de gerações mais antigas, o parâmetro V_{frac} pode assumir valores fracionários, por exemplo, se $V_{frac} = 0,7$ significa que 70% da geração é recuperada, e segue a norma IEEE STD 1547/2018 (IEEE, 2018).

Conforme (NERC, 2019) esta lógica também pode ser utilizada para modelar de forma simplificada a faixa de operação de desligamento momentâneo requisitado pela norma IEEE STD 1547/2018 para distúrbios de tensão. A interrupção ou desligamento momentâneo pode ser definida como a capacidade de um sistema interromper temporariamente o fornecimento de energia por curto período de tempo em resposta a condições ou eventos transitórios.

4 REQUISITOS DE CONEXÃO, OPERAÇÃO E DESEMPENHO DE UFV CONECTADAS A SISTEMAS ELÉTRICOS

Neste capítulo, serão introduzidas as regras e exigências estabelecidas por autoridades reguladoras para realizar a conexão e operação de uma UFV na rede elétrica. Primeiramente serão definidos os padrões e condições técnicas necessários para garantir a estabilidade do sistema elétrico conforme normas internacionais e na sequência são apresentadas as normativas brasileiras.

4.1 Norma IEEE STD 2800-2022

A norma "*IEEE STD 2800-2022 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*" define critérios e requisitos para conexão de tecnologias que utilizam inversores, chamados de IBR (*Inverter-Based Resource*), aos sistemas de transmissão. Na Figura 29 são apresentados os recursos que estão dentro do escopo dessa norma.

Uma usina com IBR deve ser capaz de operar conforme os seguintes modos de controle:

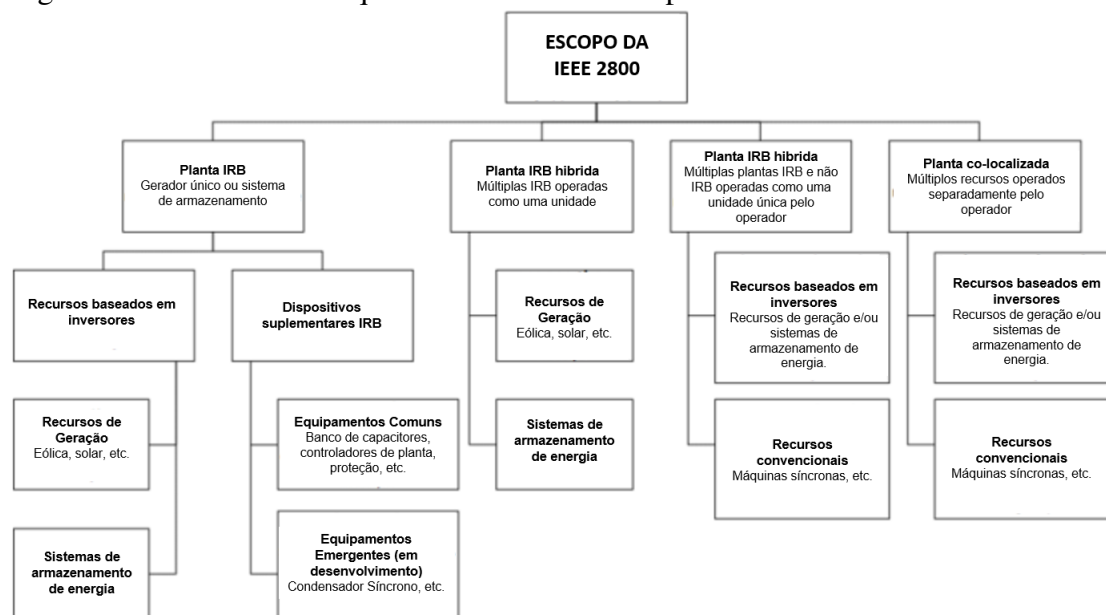
- controle de tensão;
- controle de potência reativa;
- controle de fator de potência.

A capacidade mínima de potência reativa, da planta de geração solar, deve ter as características dentro da região de operação contínua de tensão, conforme especificado na Figura 30, onde o eixo horizontal representa a potência ativa, o eixo vertical representa a potência reativa e a variável ICR é potência ativa nominal de uma IRB.

4.1.1 Requisitos de Suportabilidade de Tensão

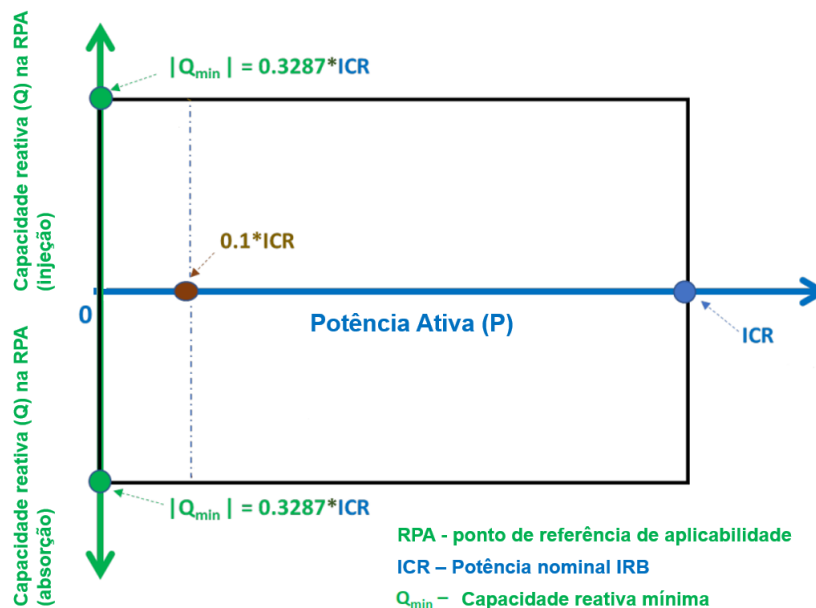
Os requisitos de suportabilidade a distúrbios de tensão, apresentados na Figura 31, não se aplicam quando a frequência está fora da região de operação contínua e da re-

Figura 29 – Recursos IRB que estão dentro do escopo da norma IEEE STD 2800/2022.



Fonte: Adaptado pela Autora de (IEEE, 2022)

Figura 30 – Faixa de absorção/geração de potência reativa no ponto de medição da IRB.



Fonte: Adaptado pela Autora de (IEEE, 2022)

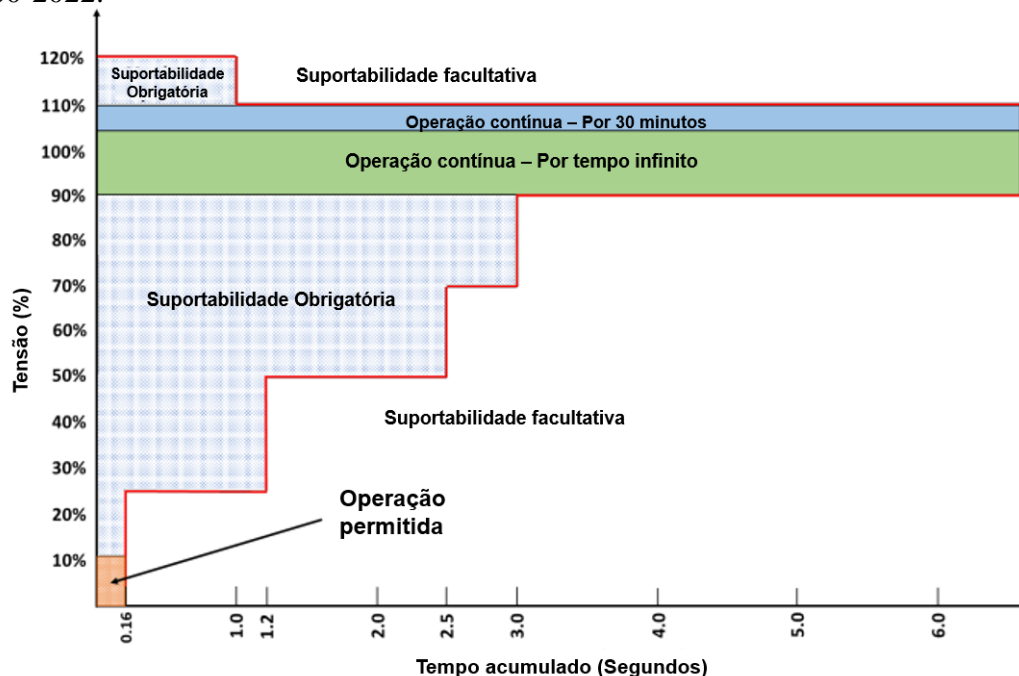
gião de operação obrigatória de suportabilidade a distúrbios de frequência, os quais serão apresentados na Seção 4.1.2. Adicionalmente, se estiver na faixa de suportabilidade de distúrbios de tensão, a unidade com IBR deve ser capaz de injetar corrente em seu limite máximo.

Há quatro zonas de operação:

- operação contínua por tempo ilimitado entre 0,90 p.u. e 1,05 p.u. ;

- operação contínua por 30 minutos entre 1,05 p.u. e 1,10 p.u. ;
- operação obrigatória pelo tempo indicado com níveis variáveis entre 0,10 p.u. e 0,90 p.u.;
- operação obrigatória pelo tempo de 1 segundo com níveis entre 1,10 p.u. e 1,20 p.u.;
- operação permitida entre 0,10 p.u. e 0,90 p.u. pelo tempo de 0,16 segundos.

Figura 31 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de tensão da norma IEEE STD 2800-2022.



Fonte: Adaptado pela Autora de (IEEE, 2022)

As UFV possuem as opções de prioridade de injeção de potência reativa e ativa durante eventos.

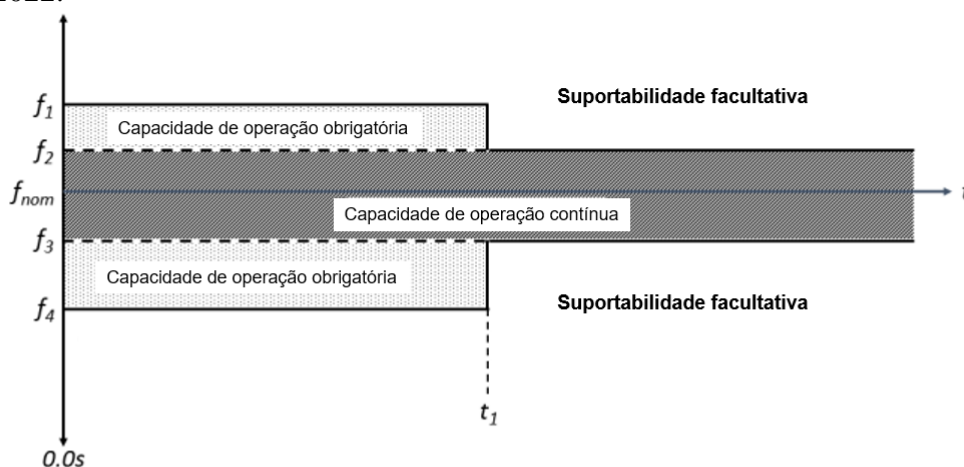
Ao operar no modo de prioridade de corrente reativa, a unidade IBR deve ser capaz de absorver corrente reativa de 30% de sua capacidade máxima de corrente quando a tensão terminal da unidade IBR for maior ou igual a 115% da tensão nominal. Já para operações no modo de prioridade de corrente reativa, uma unidade IBR deve ser capaz de injetar corrente reativa de sequência negativa de 50% de sua capacidade máxima de corrente quando a tensão de sequência negativa do terminal da unidade IBR for maior ou igual a 25% da tensão nominal. (IEEE, 2022)

Quanto a recuperação de potência ativa é requerido que o tempo de recuperação seja configurável em uma faixa entre 1,0 s e 10 s. O tempo de recuperação padrão de potência ativa é de 1,0 s.

4.1.2 Requisitos de suportabilidade de frequência

Os requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência não se aplicam quando a tensão está dentro da região de operação contínua ou região de operação obrigatória. As regiões de operação de frequência são apresentadas na Figura 32. Observa-se que a norma é aplicável para 60 e 50 Hz. Considerando a rede elétrica brasileira no qual a frequência nominal é 60 Hz, por exemplo, os limites indicados no gráfico da Figura 32 são: $f_{nom} = 60,0$ Hz, $f_1 = 61,8$ Hz, $f_2 = 61,2$ Hz, $f_3 = 58,8$ Hz e $f_4 = 57,0$ Hz.

Figura 32 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência da norma IEEE STD 2800-2022.



Faixa de Frequência (Hz)	Porcentagem de f_{nom}	Tempo (s)	Operação
f_1, f_4	+3, -5	299.0 (t_1)	Obrigatória
f_2, f_3	+2, -2	∞	Contínua

Fonte: Adaptado pela Autora de (IEEE, 2022)

Durante perturbações temporárias de frequência, onde a frequência encontra-se na região de operação obrigatória (subfrequência ou sobrefrequência) tendo uma duração menor que 299 s em um período de 10 minutos, a usina IBR deve ser capaz de suportar e ter a capacidade de:

- manter sua saída de potência reativa;
- manter o sincronismo com a rede elétrica;
- controle de frequência primário, ou manter a saída de potência ativa pré-distúrbio, ou manter a saída de potência ativa conforme exigido pelo operador do sistema de transmissão.

4.2 Norma IEEE STD 1547-2018

A norma internacional "*IEEE STD 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*" estabelece critérios para a interconexão de recursos energéticos distribuídos com sistemas elétricos. As especificações técnicas e requisitos são universalmente necessários para a interconexão e interoperabilidade de Recursos Energéticos Distribuídos (DER) (IEEE, 2018).

É requisitado que o recurso DER forneça capacidade de regulação de tensão por meio de alterações de potência reativa. Os modos de operação são:

- fator de potência constante;
- potência reativa e tensão (Q/V);
- potência ativa e reativa;
- potência reativa constante.

É estabelecido que o modo de fator de potência constante deve ser o modo padrão do DER instalado, a menos que outro modo seja especificado pelo operador do sistema.

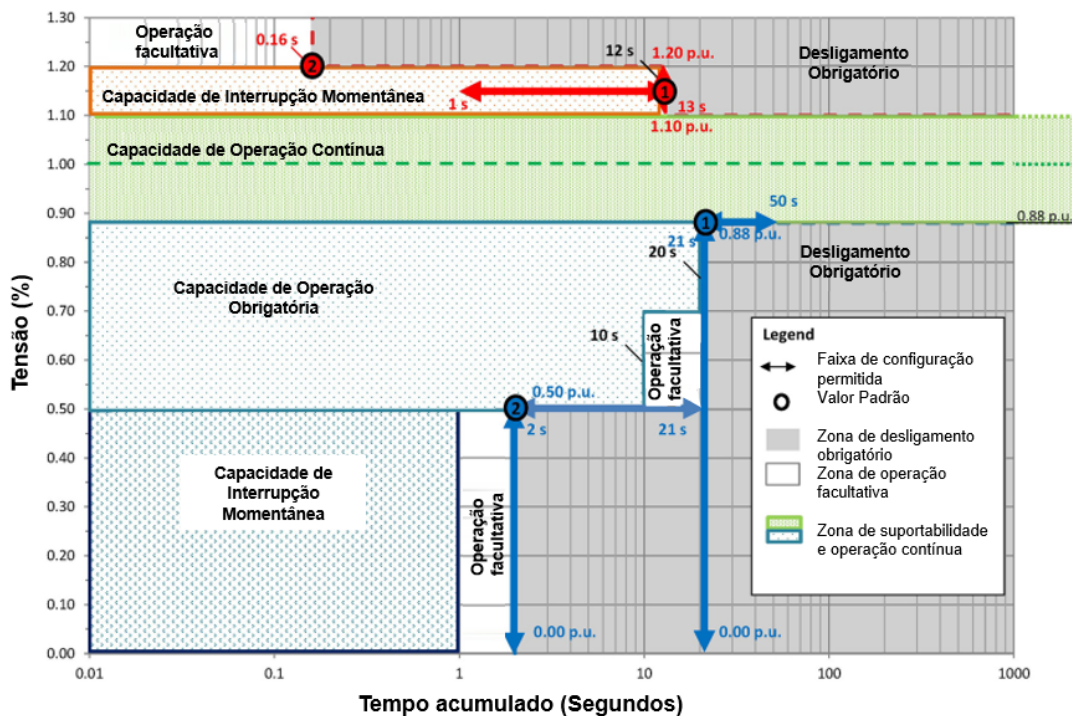
4.2.1 Requisitos de suportabilidade de tensão

Durante eventos de sobre e sub tensão, o DER deve manter o sincronismo com a rede, sem desligamentos. A Figura 33 resume os requisitos de suportabilidade a distúrbios de tensão para o DER, com destaque para algumas faixas operativas da norma:

- operação contínua : entre 0,88 a 1,10 p.u. por tempo ilimitado;
- operação obrigatória : entre 0,50 a 0,88 p.u. Possui tempo limitado a 20 segundos entre 0,70 e 0,88 p.u. e 10,0 segundos entre 0,50 a 0,70 p.u.;
- interrupção momentânea de Subtensão: entre 0,0 a 0,50 p.u. pelo tempo de 1 segundo;
- interrupção momentânea de Sobretensão: entre 1,10 a 1,20 p.u. pelo tempo de 13,0 segundos.

Além disso, ainda há faixas indicadas em branco que são referentes a zonas no qual é facultativa a suportabilidade e também faixas em cinza que indicam zonas em que o DER deve desligar.

Figura 33 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de tensão.



Fonte: Adaptado pela Autora de (IEEE, 2018)

4.2.2 Requisitos de suportabilidade de frequência

Durante perturbações temporárias de frequência, para as quais a frequência encontra-se na região de operação obrigatória (subfrequência ou sobrefrequência) e tendo uma duração menor que 299 s em um período de 10 minutos, o DER deve ser capaz de suportar e de manter sincronismo com a rede.

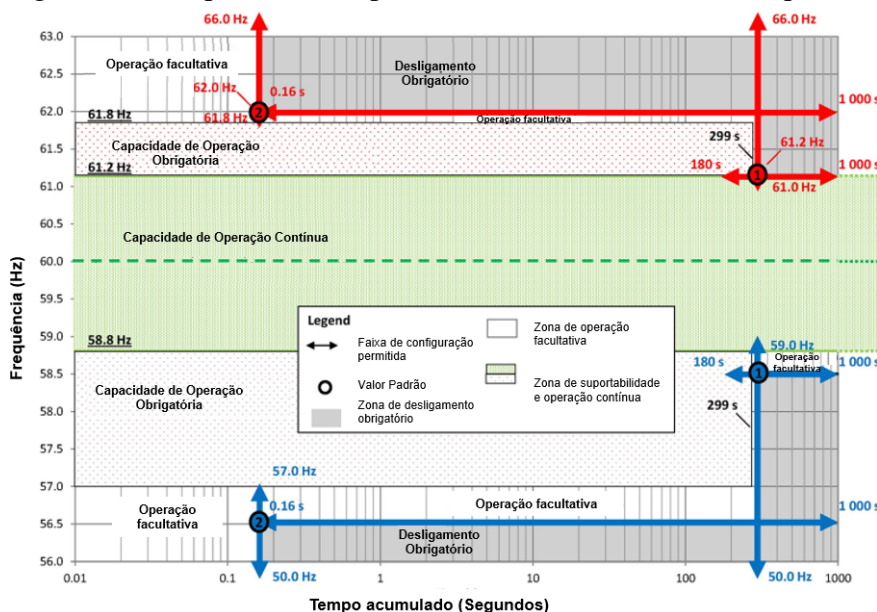
Para os casos de suportabilidade de subfrequência o DER não deve reduzir sua saída de potência ativa proporcionalmente à tensão da rede quando a tensão da rede estiver abaixo do nível de operação contínua. Para os casos de suportabilidade de subfrequência o DER deve continuar a fornecer corrente para a rede elétrica e não deve desligar. Além disso, deve também regular a potência ativa para mitigar a sobrefrequência.

A Figura 34 resume os requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência para DER. Algumas das faixas operativas que pode-se destacar são:

- operação contínua por tempo ilimitado entre 58,8 e 61,2 Hz;
- operação obrigatória por 299 segundos com níveis variáveis entre 61,2 e 61,8 Hz;
- operação obrigatória por 299 segundos com níveis variáveis entre 57 e 58,8 Hz;
- operação facultativa entre 56 e 57 Hz pelos tempos variados entre 0,16 segundos e 299 segundos;
- operação facultativa entre 58,6 e 59 Hz por até 1000 segundos.

Ainda, existem faixas em cinza que indicam zonas em que o DER deve desligar.

Figura 34 – Requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência.



Fonte: Adaptado pela Autora de (IEEE, 2018)

4.3 Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 e 2.10 - 2022

No Brasil diretrizes e procedimentos técnicos para a transmissão do sistema elétrico são definidas pelos “Procedimentos de Rede” do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As diretrizes relevantes para o desenvolvimento deste trabalho são:

- Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos
- Procedimentos de Rede - Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

4.3.1 Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos

No Submódulo 2.3 são definidos os limites do sistema, tais como tensões, tempos de eliminação e frequência.

Os limites operacionais de tensão para condições normais e em contingência, conforme o Item 2.2.4.2 são apresentados na Tabela 2. Estes critérios são aplicados para regime permanente.

Já para análise de estabilidade eletromecânica, devem ser considerados os seguintes critérios, conforme o Item 2.4.3:

Tabela 2 – Tensão admissível entre fases - Submódulo 2.3 - ONS.

Tensão admissível entre fases a 60 Hz				
Tensão nominal de operação	Condição operativa normal		Condição operativa sob contingências	
(kV)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
<230	-	0,95 a 1,05	-	0,95 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,95 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,95 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,95 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	600 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: Adaptado de (ONS, 2021).

- a tensão mínima na primeira oscilação pós-distúrbio não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação ou 63% para 500 kV;
- a tensão mínima nas demais oscilações pós-distúrbio não pode ser inferior a 80% da tensão nominal de operação ou 84% para 500 kV;
- a máxima variação de tensão entre o instante inicial e final da simulação dinâmica deve ser inferior a 10% da tensão nominal de operação (V_{nop}), ou seja, $V_{final} \geq [V_{inicial} - 10\%V_{nop}]$;
- amplitude máxima das oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2% em valor absoluto, após 10 segundos da eliminação do distúrbio.

Conforme determina o Item 2.4.1, os tempos indicados na Tabela 3 para eliminação de defeitos devem ser utilizados apenas para casos em que não há informação disponível no banco de dados do ONS.

Tabela 3 – Tempos para eliminação de defeitos - Submódulo 2.3 - ONS.

Tempos indicativos de eliminação de defeitos		
Tensão nominal de operação (kV)	Tempo de eliminação (ms)	
	(operação dos relés + abertura do disjuntor)	
	Sem falha do disjuntor	Com falha do disjuntor
765	80	250
525	100	250
500	100	250
440	100	250
345	100	400
230	150	500
138	150	500
138*	450	750
88*	450	750
69*	800	1000

* Sem teleproteção

Fonte: Adaptado de (ONS, 2021).

Nos critérios relativos a sobrefrequência (Item 2.4.9) e subfrequência (Item 2.4.8) são determinados os seguintes limites, considerando a atuação do esquema de alívio de carga (ERAC):

- sobrefrequência: estabilização em 60,5 Hz em 20 segundos para o SIN e áreas de ilhas elétricas;
- subfrequência: estabilização em 59,5 Hz em 20 segundos para o SIN e áreas de ilhas elétricas.

4.3.2 Procedimentos de Rede - Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

No Item 5 do Submódulo 2.10 são apresentados os requisitos técnicos para conexão de centrais geradores eólicas e fotovoltaicas.

A usina deve ser capaz de operar conforme os seguintes modos de operação:

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

Quanto aos requisitos de tensão, a central geradora deve ser capaz de operar:

- entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal por período de tempo ilimitado;
- entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por período de tempo mínimo de 5 segundos.
- entre 1,10 e 1,20 p.u. por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.

Observa-se que o limite de operação apresentados na Tabela 2 também são válidos para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas.

Como requisito de frequência são definidas faixas de operação temporizadas aos quais o desligamento é permitido após 20 segundos e também faixas de frequência onde o desligamento instantâneo é permitido. Na Figura 35 são resumidos os requisitos para a frequência.

Figura 35 – Faixa de operação de frequência da unidade geradora durante eventos de frequência - Submódulo 2.10 - ONS.

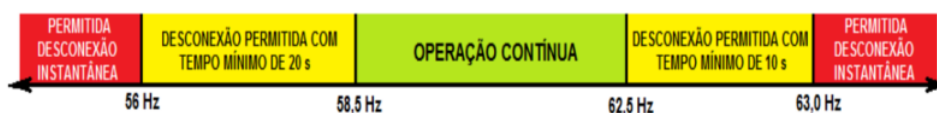


Figura 3 - Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal

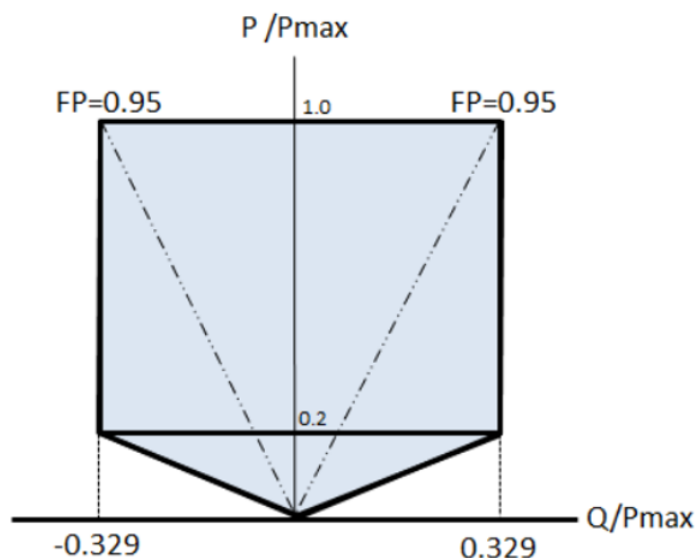
Fonte: (ONS, 2021)

Em relação à recuperação de potência ativa na saída da central geradora deve-se garantir o atendimento dos seguintes requisitos:

- recuperação em 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal;
- não é permitida a redução na potência quando o mesmo operar em frequências na faixa entre 58,5 e 60,0 Hz e tensões entre 0,90 e 1,10 pu no ponto de conexão;
- é permitida uma redução na potência de saída de até 10% para frequências dentro da faixa entre 57 e 58,5 Hz.

Por fim é requisitado que na conexão da central geradora, a mesma tenha capacidade de operar em regime permanente conforme indicado na Figura 36.

Figura 36 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora - Submódulo 2.10 - ONS.



Fonte: (ONS, 2021)

4.4 Procedimentos de Rede ONS x IEEE STD 2800/2022

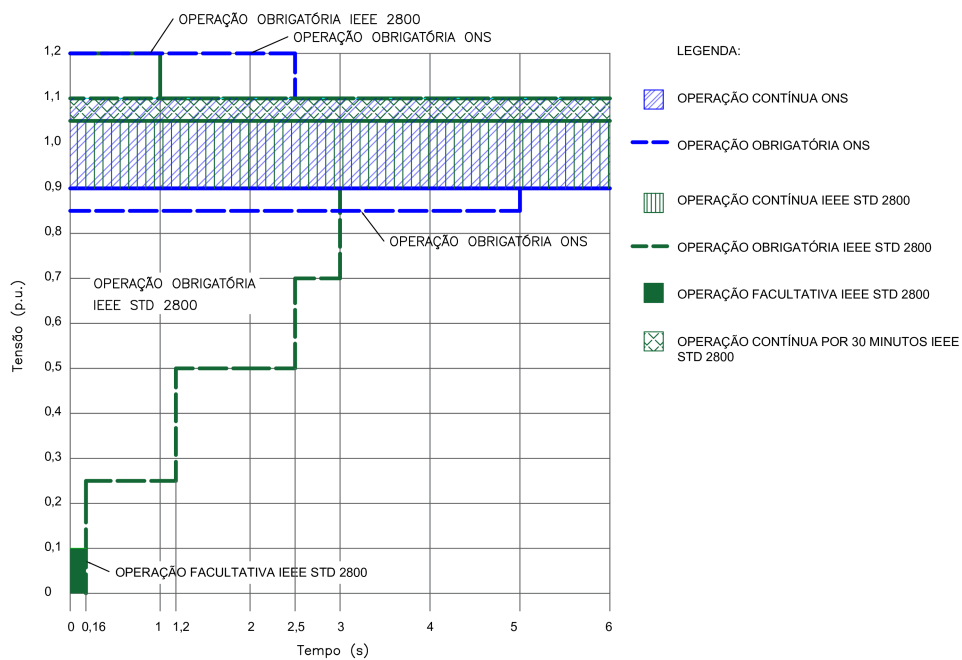
A fim de realizar um comparativo entre as diferentes diretrizes da norma IEEE STD 2800/2022 e dos Procedimentos de Rede do ONS, os limites de suportabilidade de tensão (VRT) são mostradas na Figura 37, onde a linha em verde representa os requisitos do ONS e as linhas em azul são referentes aos requisitos da IEEE STD 2800/2022. As linhas tracejadas representam as faixas de operação obrigatórias enquanto as linhas contínuas referem-se a faixa de operação contínua.

Observa-se que a norma IEEE STD 2800/2022 determina a operação obrigatória em subtensão para pequenos intervalos de tempo, suportando 0,1 p.u. da tensão por até 1

segundo, enquanto nos Procedimentos de Rede a operação é obrigatória para um nível de 0,85 em subtensão, por um tempo de mínimo de 5 segundos. Em relação a sobretensão ambas normas determinam um máximo de 1,2 p.u. temporizado por curtos períodos de tempo, sendo que nos Procedimentos de Rede a suportabilidade de tensão por um período de tempo maior que a norma internacional.

Desse modo, em relação a variável de tensão transitória, as normas possuem padrões diferentes quanto ao nível de sobretensão e/ou subtensão assim como duração do mesmo. Na IEEE STD 2800/2022 o nível de afundamento é maior por um tempo inferior a normativa dos procedimentos de rede que permite subtensões e sobretensões por um período maior.

Figura 37 – Suportabilidade de tensão, procedimentos de rede e IEEE STD 2800.



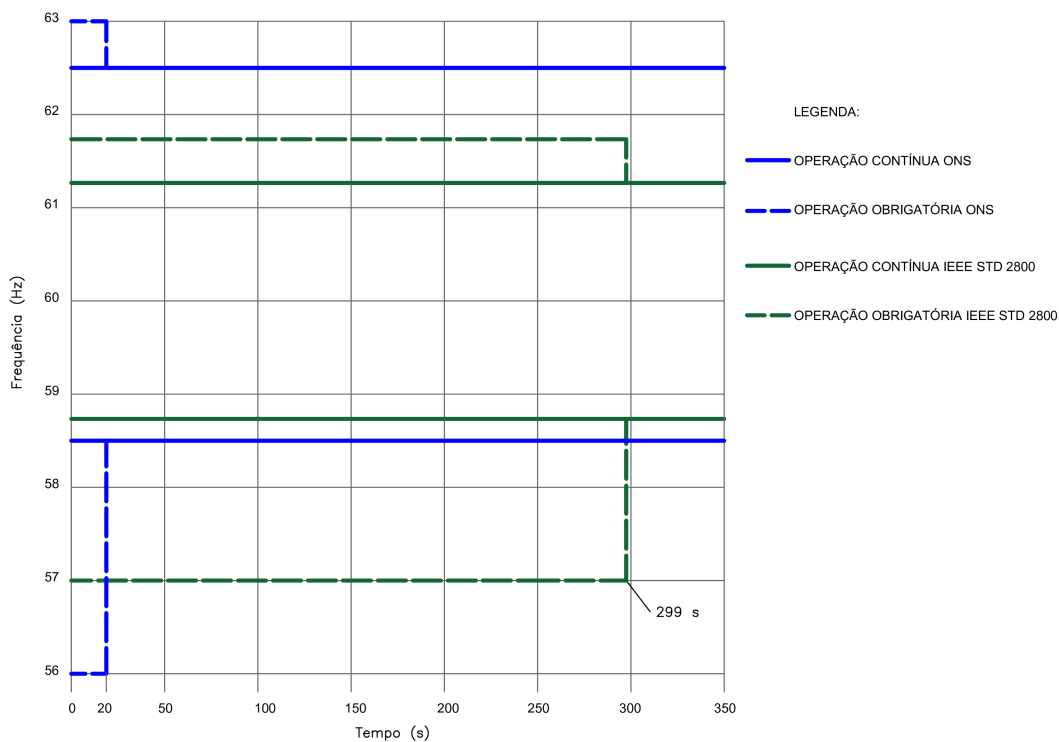
Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 38 são apresentados os limites de suportabilidade de frequência (FRT) das normas. De forma semelhante a Figura 37, as linhas contínuas são os períodos de suportabilidade contínua, enquanto a linha tracejada representa a operação obrigatória por um período de tempo. As linhas em verde são as faixas do Procedimento de Rede enquanto as linhas azuis são relativas a IEEE STD 2800/2022.

Os procedimentos de rede determinam uma operação contínua entre 58,5 e 62,5 Hz, permitindo desconexão por sobrefrequência após 10 segundos para até 63 Hz. Em relação a subfrequência permite-se o desconexão abaixo de 56,0 Hz após 20 segundos. Já a norma

IEEE STD 2800/2022 permite operação contínua entre 58,8 e 61,2 Hz pelo tempo de até 299s e determina operação obrigatória para até 61,8 Hz e para no mínimo 57,0 Hz.

Figura 38 – Suportabilidade de frequência, procedimentos de rede e IEEE STD 2800/2022.



Fonte: Autoria Própria.

Portanto, a norma IEEE STD 2800/2022 determina uma menor faixa de operação para a frequência tanto para a operação obrigatória quanto contínua. Entretanto, observa-se que o tempo de suportabilidade de operação obrigatória é significativamente superior, cerca de quase 5 minutos contra 20 e 10 segundos de suportabilidade determinada pelo Procedimentos de Rede que permite maiores afundamentos e elevações.

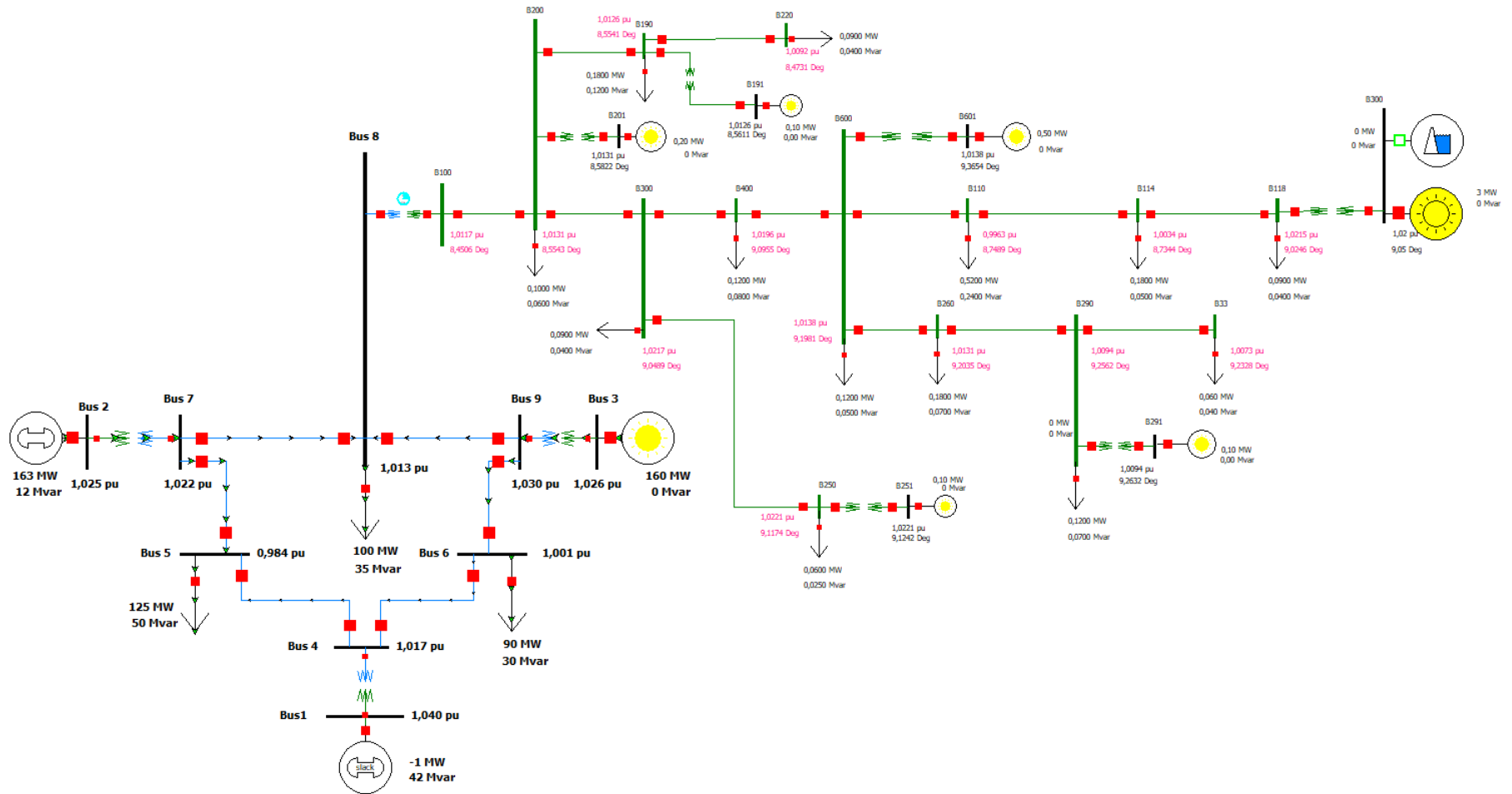
5 SIMULAÇÃO, RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Sistema Teste

Para permitir a simulação dos eventos, considerando um sistema que representasse redes de transmissão e distribuição com conexão de geração hidrotérmica e geração fotovoltaica, centralizada e distribuída, foi criado um novo sistema teste baseado em 2 sistemas teste da literatura. Para representar a rede de transmissão foi modelado um sistema de 9 Barras, conhecido na literatura como IEEE 9 bus ou Anderson - WSCC (ANDERSON; FOUAD, 2002), com 3 barras de geração. Nesse sistema, os geradores síncronos das barras 1 e 2 foram mantidos e o gerador síncrono da Barra 3 foi substituído por um gerador solar fotovoltaico centralizado com potência nominal de 160 MVA. Os parâmetros dos geradores e controladores são descritos no Apêndice A. Os valores dos parâmetros de linhas de transmissão e transformadores foram mantidos conforme o original, sendo também apresentados no Apêndice A. Para representar o sistema de distribuição, foi criada uma rede de distribuição equivalente modelada a partir do sistema teste de 33 nós apresentado em (DOLATABADI *et al.*, 2020).

Após as modificações, a rede de distribuição de 33 nós foi reduzida para uma topologia de 19 nós, com 6 geradores fotovoltaicos distribuídos e uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Também foi realizada uma modificação de caso substituindo a PCH por uma geração solar distribuída, o qual é apresentado na Figura 39, tal que toda a geração conectada na rede de distribuição fosse de origem fotovoltaica. Os dados dessa rede e dos geradores fotovoltaicos e seus controladores são apresentados no Apêndice A. A conexão entre as redes de transmissão e distribuição é realizada através da barra 8 do sistema teste.

Figura 39 – Sistema teste.

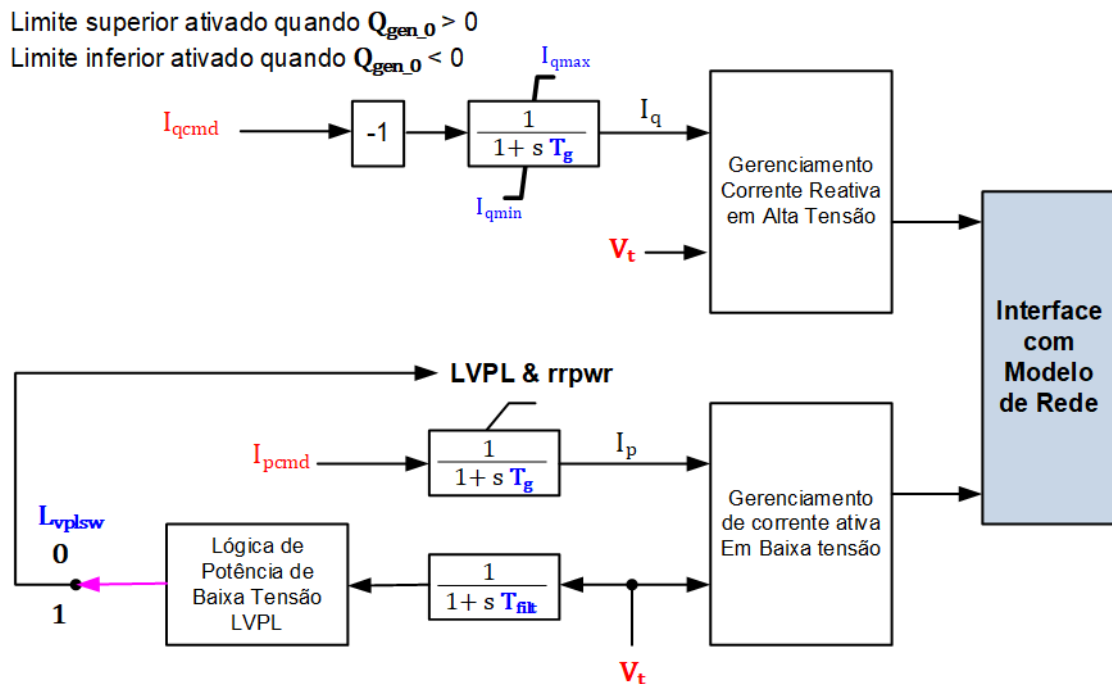


Fonte: Autoria Própria.

A estratégia de controle aplicada ao modelo de geração fotovoltaica centralizada foi de controle de tensão em nível de planta, enquanto nos geradores fotovoltaicos descentralizados foi aplicado o controle de fator de potência constante. Em ambos os casos, foi configurada a prioridade de potência reativa visando suporte de tensão durante eventos. No modelo distribuído também foi configurado *trip* de tensão e frequência. Desse modo, a configuração das *flags* foi configurada conforme mostra a Tabela 4.

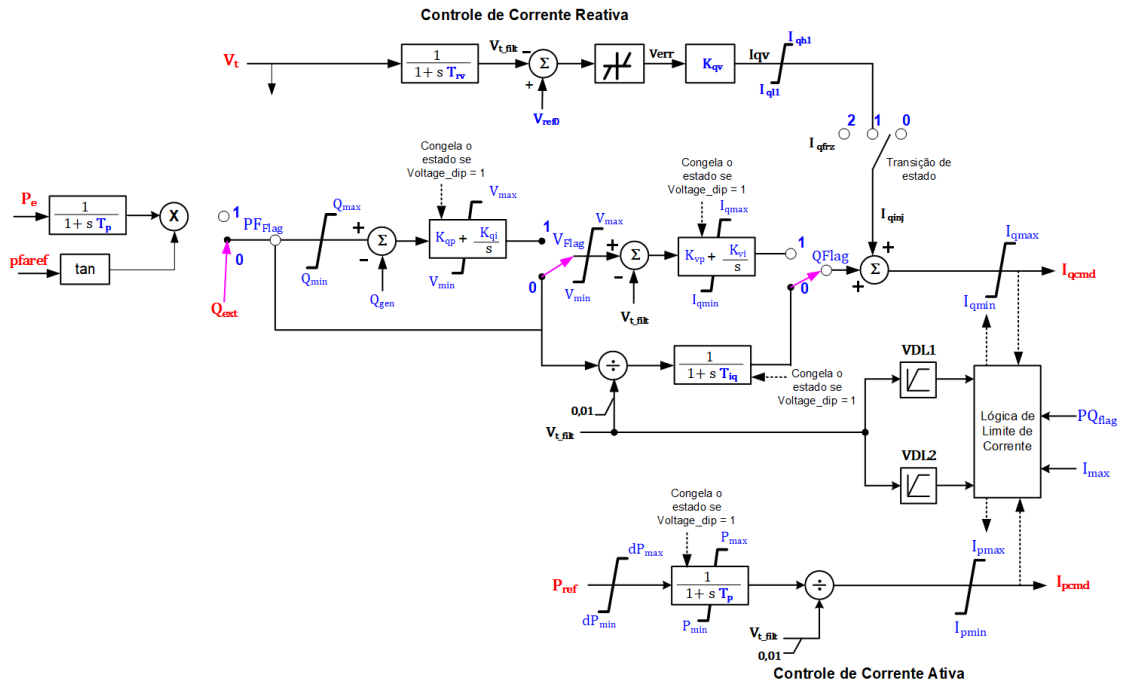
As figuras 40 a 43 apresentam a configuração dos modelos e da estratégia de controle descritas na Tabela 4.

Figura 40 – Configuração do modelo REGC_A.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 41 – Configuração do modelo REEC_A.

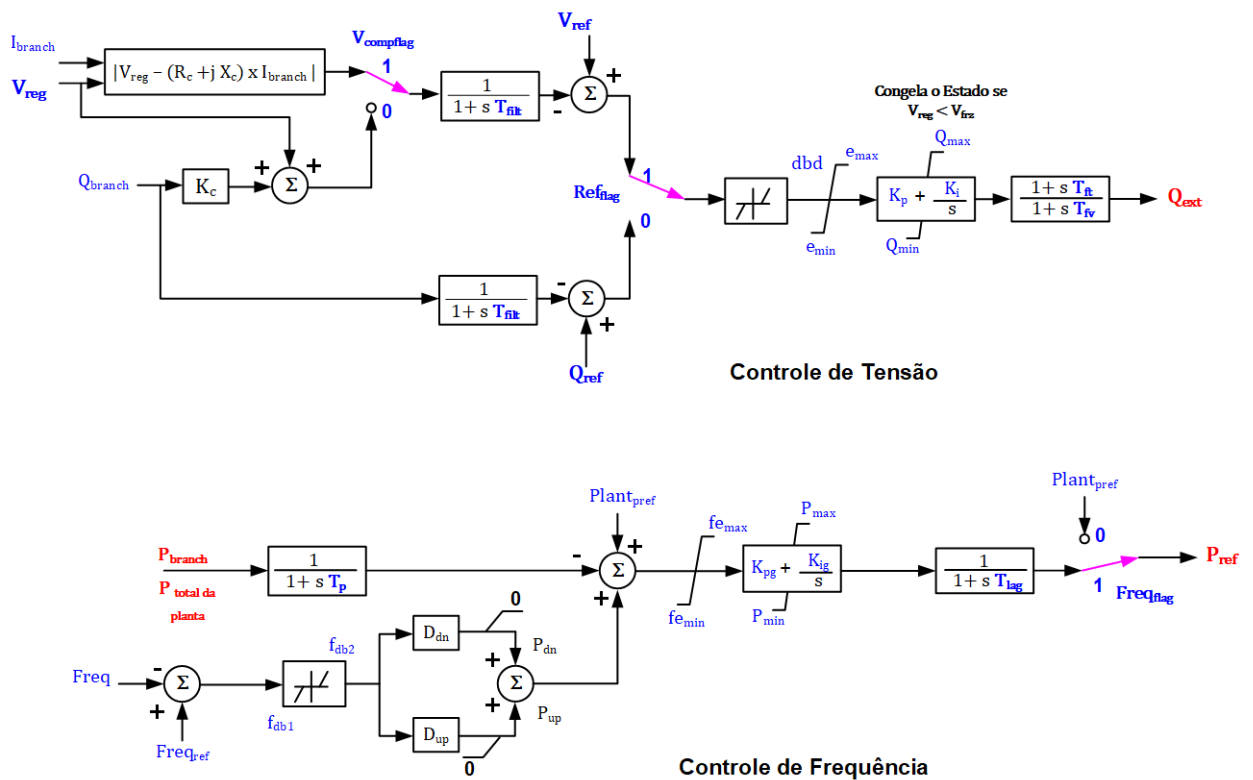


Fonte: Autoria Própria.

Tabela 4 – Sistema teste de 33 Barras.

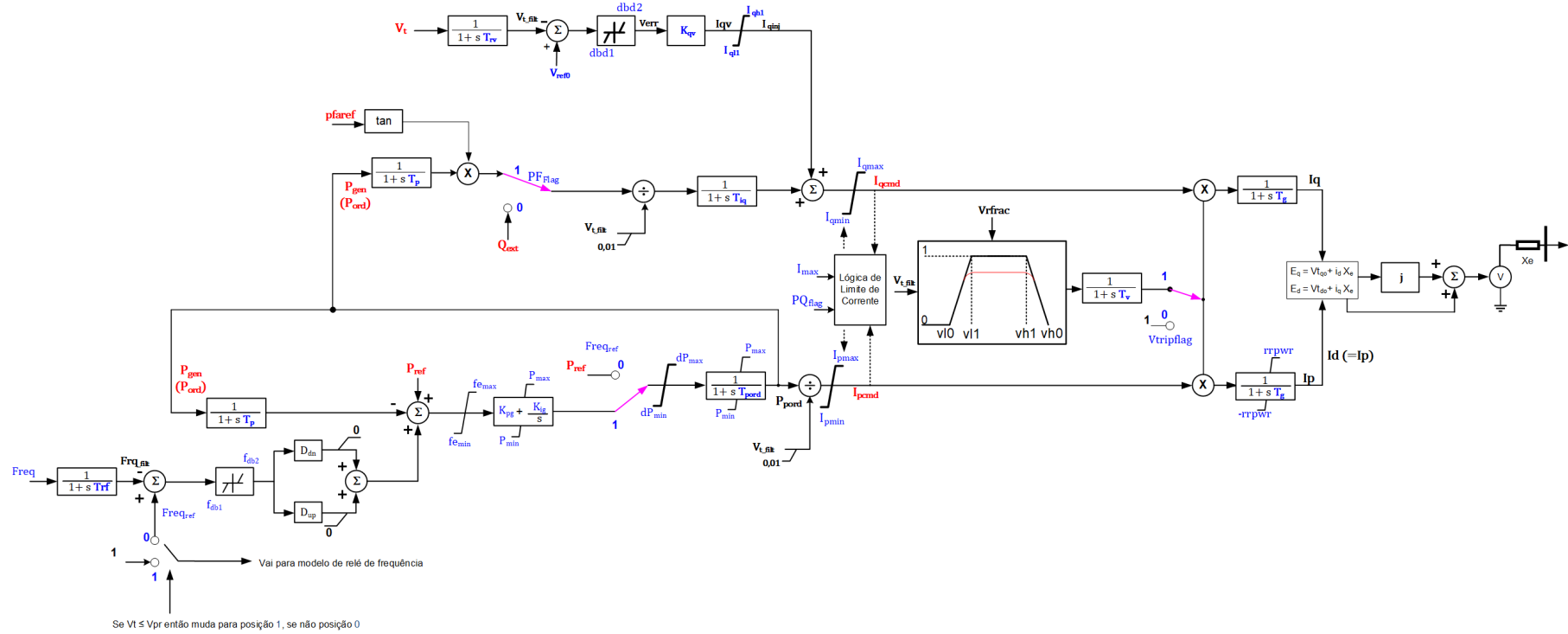
Flag	Valor	Modelo
pf_{flag}	0	REEC_A
v_{flag}	0	REEC_A
q_{flag}	0	REEC_A
PQ_{flag}	0	REEC_A
ref_{flag}	1	REPC_A
PQ_{flag}	0	DER_A
pf_{flag}	1	DER_A
$Vtrip_{flag}$	1	DER_A
$Ftrip_{flag}$	1	DER_A

Figura 42 – Configuração do modelo REPC_A.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 43 – Configuração do modelo DER_A.



Fonte: Autoria Própria.

5.2 Casos simulados

No sistema da Figura 39, o gerador da Barra 3 representa uma geração solar centralizada, a qual supre 50% da carga do sistema da transmissão, enquanto a geração solar distribuída alimenta 100% da carga do sistema de distribuição. Na primeira variação topológica da rede (Caso 1) está conectada uma PCH na Barra B300, na segunda variação (Caso 2) esta usina é substituída por uma usina solar distribuída de capacidade nominal similar.

Na modelagem no software POWERWORLD® os sistemas de transmissão e de distribuição são conectados através da Barra 8, tendo sido classificados em Área 1 e Área 2, respectivamente. Todos os eventos são aplicados no tempo de 1,0 s, com duração de 100 ms nos casos de curto-circuito. Os seguintes eventos foram simulados e analisados:

- Evento A: Curto-circuito monofásico temporário aplicado na Barra 8;
- Evento B: Abertura da conexão entre os sistemas de distribuição e transmissão;
- Evento C: Curto-circuito trifásico temporário aplicado na Barra 8;
- Evento D: Perda de 70% da carga conectada na Barra 8;
- Evento E: Redução de 40 MW de potência ativa no gerador 2.

As variáveis monitoradas foram tensão (em pu), potência ativa (MW) e reativa (MVar) nas barras e frequência média (Hz) da área de distribuição e transmissão. As demais variáveis foram monitoradas e avaliadas, estando dentro dos limites operacionais seguros, e não foram plotadas por razões de espaço.

5.3 Resultados e Análises

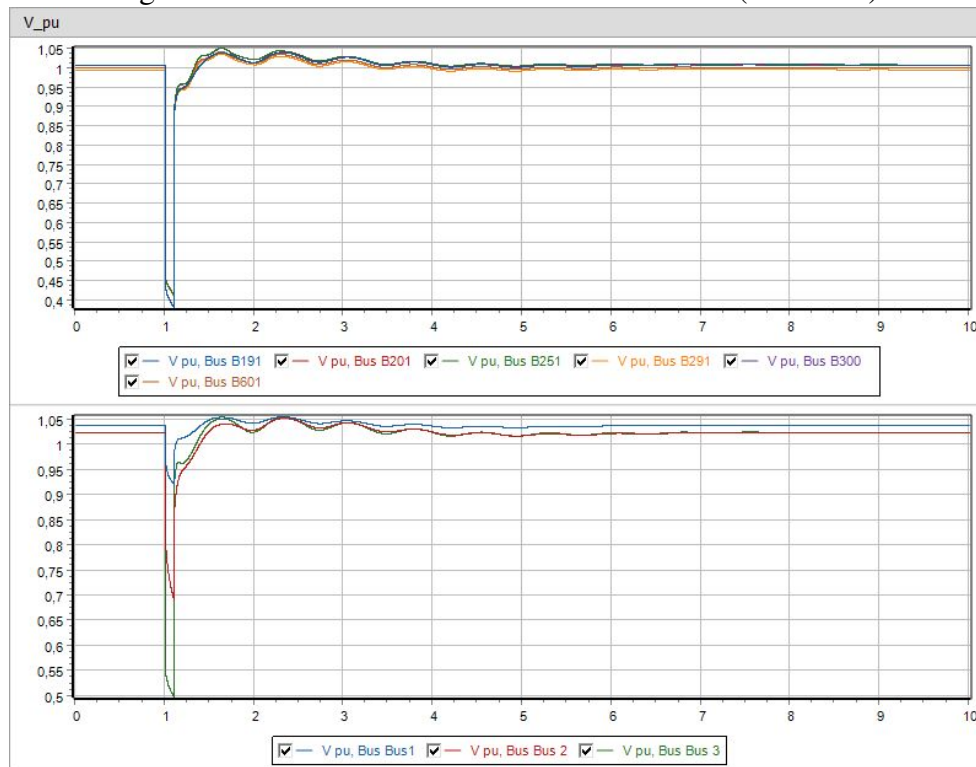
Nesta seção serão apresentados cinco casos, onde cada caso representa um cenário diferente do mesmo sistema elétrico simulado através do software POWERWORLD®.

5.3.1 Evento A: Curto-circuito monofásico temporário na Barra 8

Uma forma de simular um curto-circuito monofásico em programas de simulação de estabilidade transitória é realizar a inclusão de um reator paralelo no ponto de curto-circuito. O cálculo desse reator leva em consideração a topologia de operação e as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. Neste trabalho, para a simulação deste evento, foi utilizado o chaveamento de um reator paralelo típico para uma tensão de 230 kV, no valor de 1000 Mvar (ONS, 2017) no tempo de 1,0 s e remoção após 100 ms.

O Caso 1 considera uma PCH conectada à Barra 300 do sistema de distribuição. O comportamento das tensões quando da ocorrência de um curto-circuito monofásico temporário na Barra 8 (Evento A) é apresentado na Figura 44.

Figura 44 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH. (Evento A).



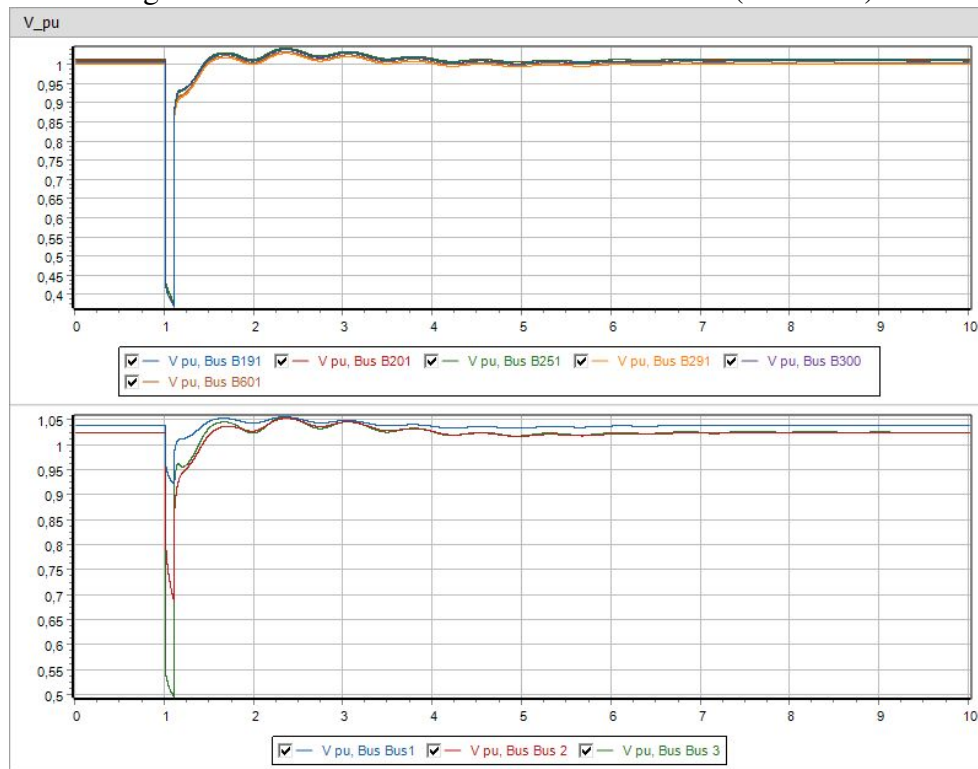
Fonte: Autoria Própria.

Pode-se observar que a menor tensão dos geradores fotovoltaicos distribuídos atinge o valor de 0,39 pu durante o curto-circuito, e após a eliminação da falta ocorrem sobretensões de até 1,05 p.u. na área 2. Dessa forma, de acordo com a norma IEEE STD 1547-2018, os níveis de tensão estão dentro da faixa de operação contínua. Na área 1 a menor tensão durante a falta é de 0,5 pu no gerador 3, com as tensões recuperando seus valores iniciais após a eliminação do curto-circuito. Da mesma forma, de acordo com a norma IEEE STD 2800-2022, os níveis de tensão estão dentro da faixa de operação contínua.

A norma IEEE STD 2800-2022 e os Procedimentos de Rede permitem o desligamento instantâneo para o nível de tensão superior a 1,2 p.u. Até 1,2 p.u. há uma suportabilidade de 1,0 s e de 2,5 s, de acordo com as normas. A área 1, não ultrapassa 1,05 p.u. de sobretensão e, portanto, não ultrapassa os limites das normas. A Figura 45 apresenta o comportamento das tensões para o Caso 2, onde a Área 2 é 100% atendida por geração solar. Nas figuras 44 e 45, pode ser verificado que o desempenho dos geradores das áreas é similar em ambos os casos.

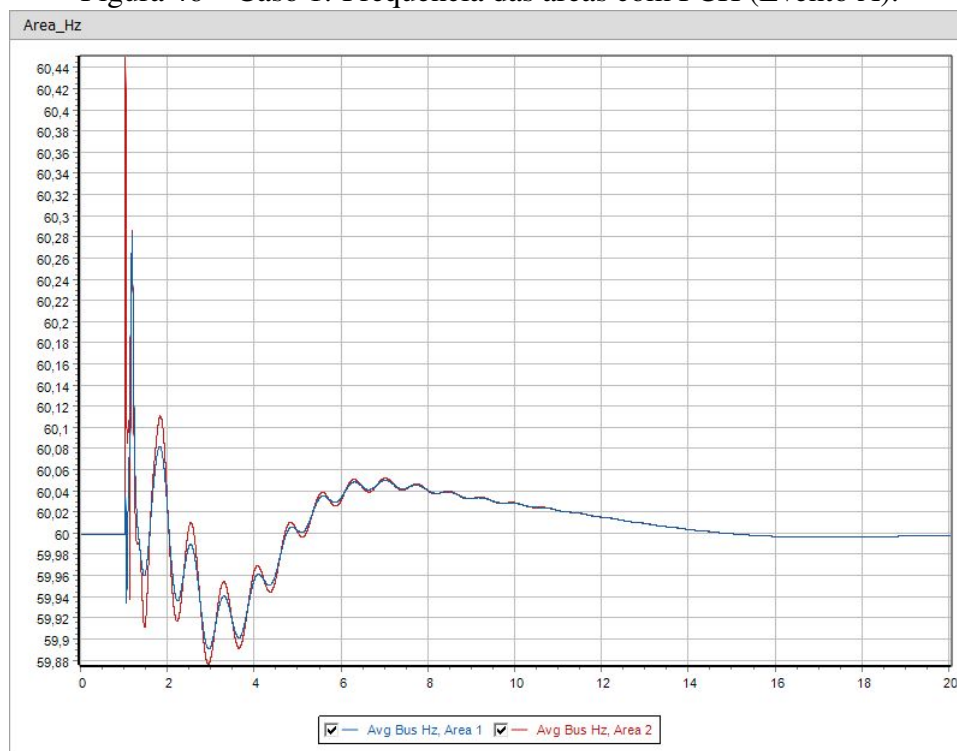
Nas figuras 46 e 47 são apresentadas as saídas de frequências dos Casos 1 e 2, respectivamente. Verifica-se que em ambos casos a frequência das áreas se mantém dentro dos limites de operação contínua, ou seja, entre 58,8 Hz a 61,2 Hz (IEEE 2800 e IEEE 1547) e 58,5 Hz a 62,5 Hz (Procedimentos de Rede ONS).

Figura 45 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento A).



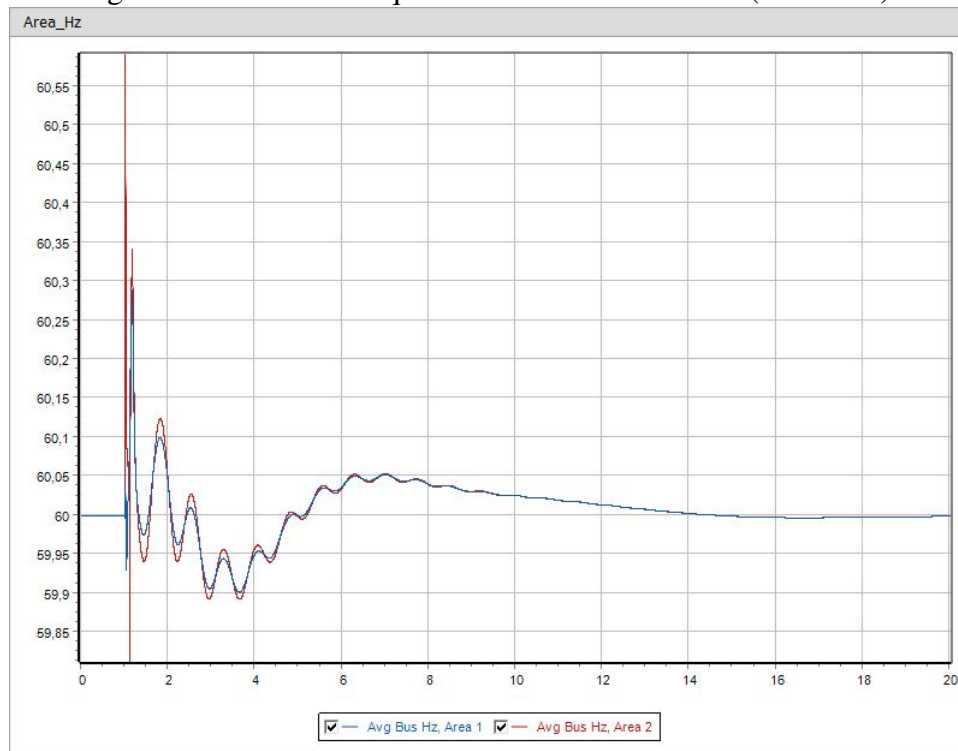
Fonte: Autoria Própria.

Figura 46 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento A).



Fonte: Autoria Própria.

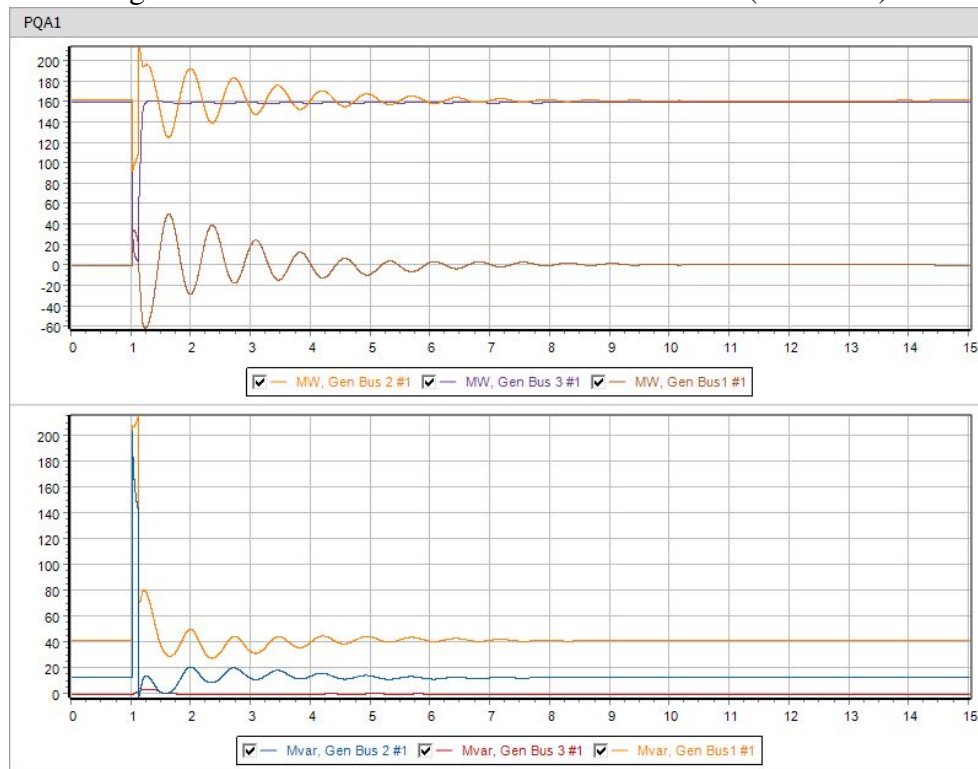
Figura 47 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento A).



Fonte: Autoria Própria.

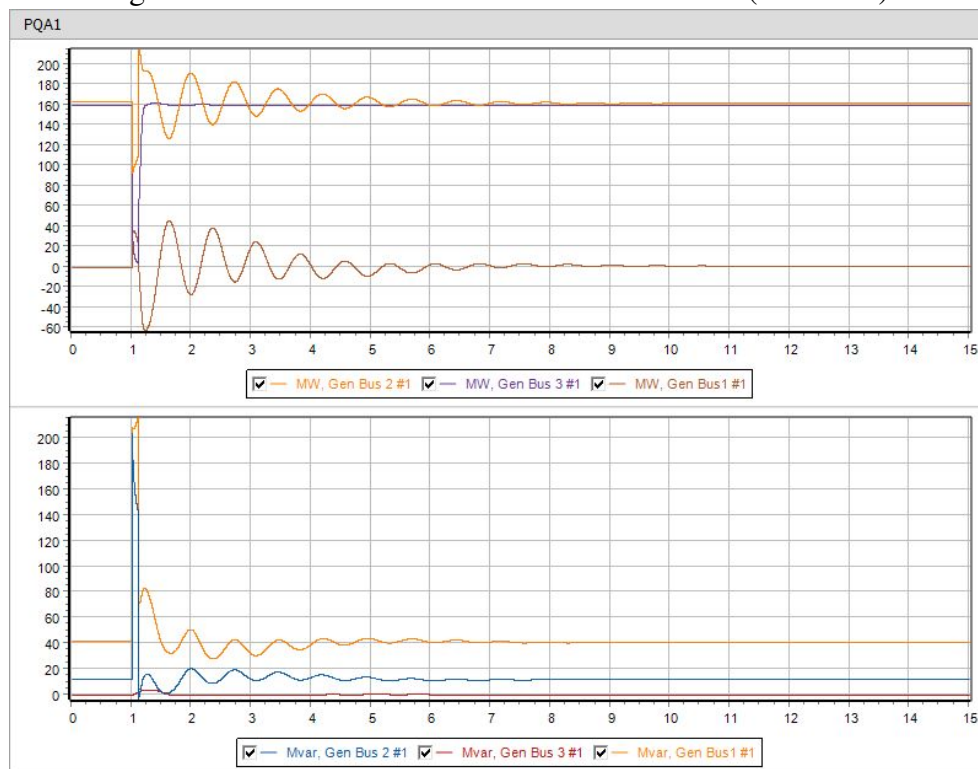
As potências da Área 1 apresentam comportamentos dinâmicos parecidos em oscilação. Em relação a geração centralizada não observa-se variações no tempo de acomodação enquanto nas gerações síncronas no caso 2 (Figura 48) observa-se uma acomodação 2 segundos mais rápida que o caso 1 (Figura 49).

Figura 48 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento A).



Fonte: Autoria Própria.

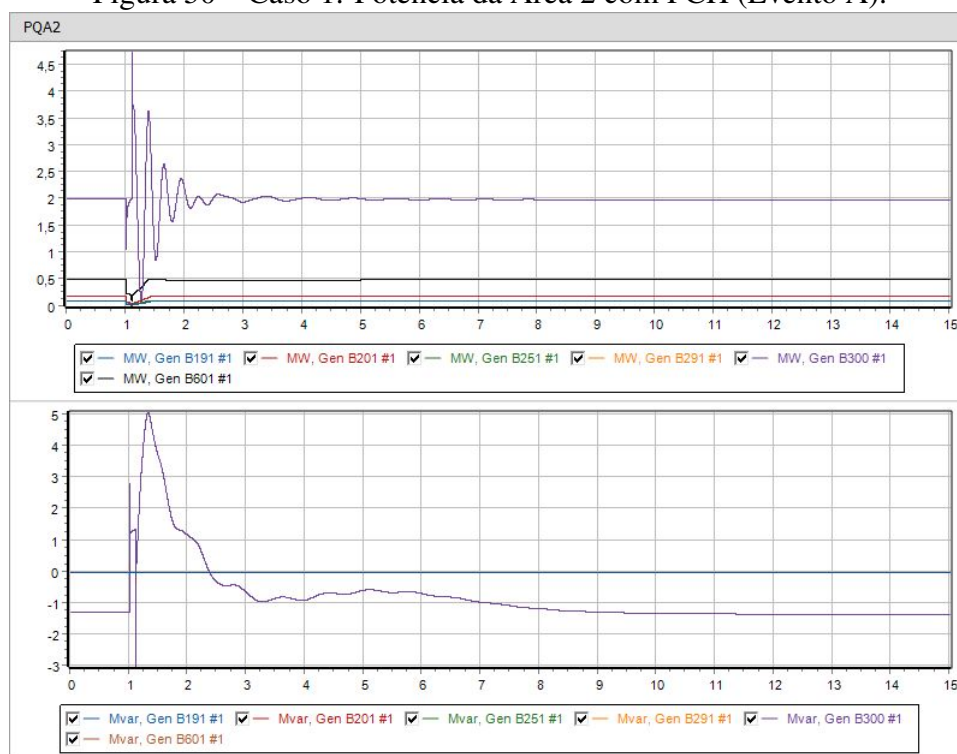
Figura 49 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento A).



Fonte: Autoria Própria.

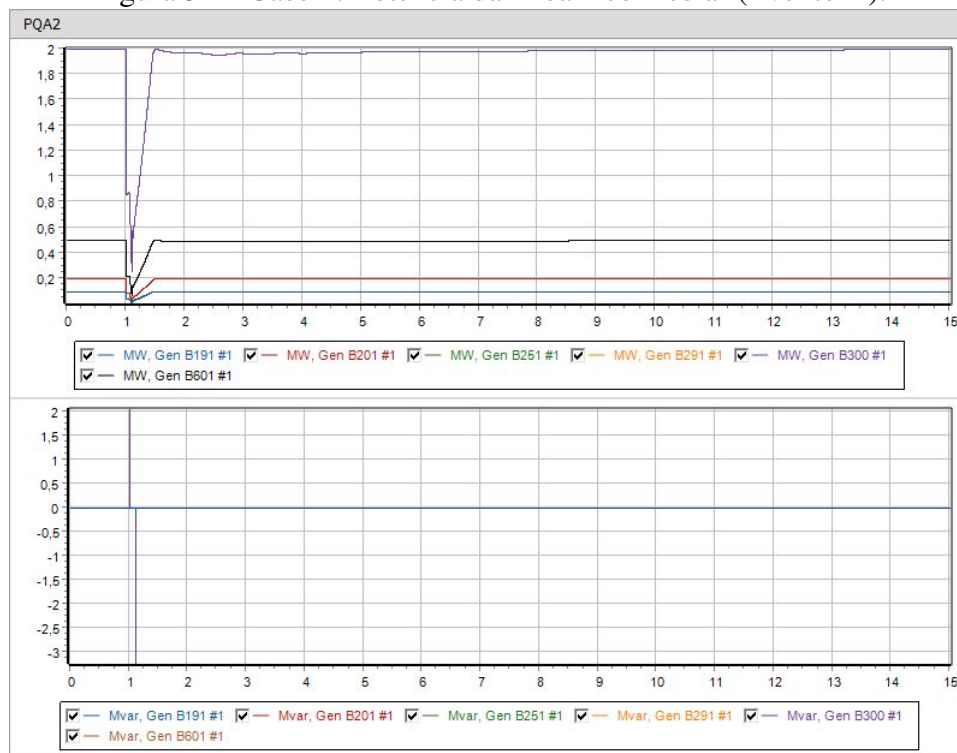
As figuras 50 e 51 apresentam o comportamento das potências da Área 2 dos casos 1 e 2, respectivamente. Pode-se verificar que no segundo caso ocorre uma menor excursão e tempo de assentamento de potência na B300 devido à substituição da PCH do caso 1 pela usinar solar distribuída. As demais gerações da área não são afetadas pela troca de casos.

Figura 50 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento A).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 51 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento A).



Fonte: Autoria Própria.

5.3.2 Evento B: Abertura da conexão entre a distribuição e transmissão

As figuras 52 e 53 apresentam o comportamento das tensões para os Casos 1 e 2, respectivamente, quando o Evento B é simulado. Nesse evento, ocorre a abertura da interligação entre o sistema de distribuição e o sistema de transmissão, através do desligamento do transformador entre as barras Bus 8 e B100.

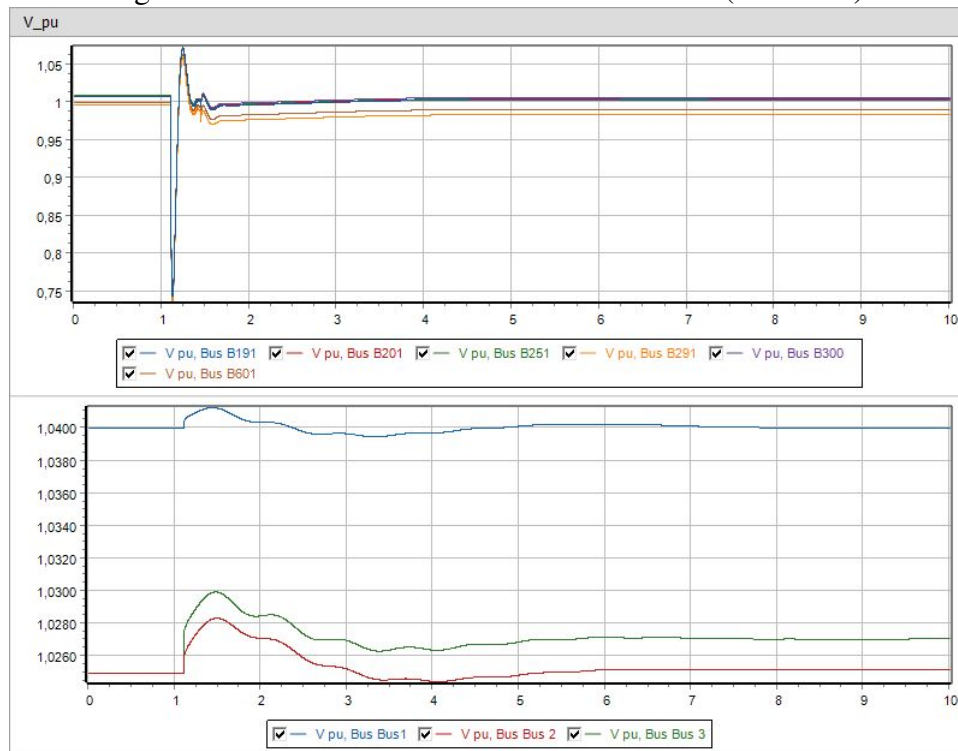
Comparando-se as figuras 52 a 53 é possível verificar que em ambos os casos a Área 1 atinge picos similares de sobretensão, mantendo-se dentro da faixa de operação contínua de 1,05 p.u.. Após a falta de 100 ms, o caso com PCH estabiliza-se em até 5 segundos enquanto no caso com geração solar ocorre o desligamento total da Área 2.

No caso com PCH, caso 1 na Figura 52, a mesma contribui com inércia para estabilizar o sistema e manter a Área 2 em operação, entretanto nas usinas solares há uma violação de subtensão, a tensão cai abaixo de 0,73 p.u. no qual é requisitado que as usinas solares entrem na condição de operação obrigatória.

As normas IEEE STD 2800-2022 (IEEE, 2022) e os Procedimentos de Rede (ONS, 2021) permitem o desligamento instantâneo para o nível de tensão superior a 1,2 p.u. Até 1,2 pu há uma suportabilidade de 1,0 s e de 2,5 s, conforme as normas citadas. Destaca-se que o desempenho dos geradores (tempo de acomodação, amortecimento, valor de pico) da Área 1, lado da transmissão, são muito pouco afetado pela variação de casos.

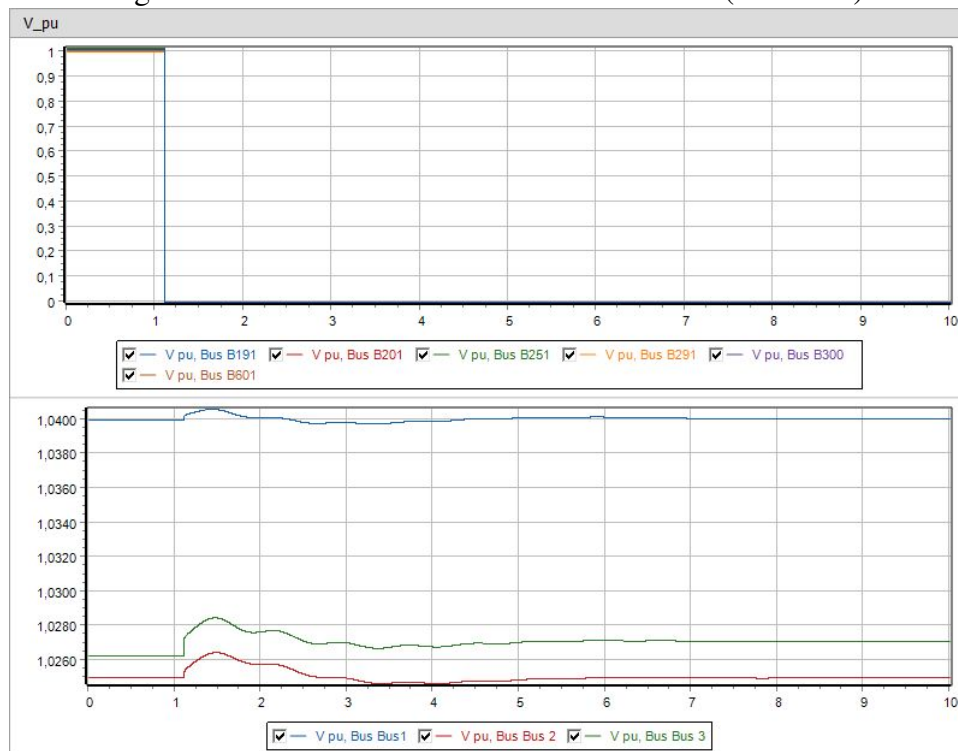
A frequência da Área 2 do caso 1, Figura 55, suporta o evento, apesar da alta excur-

Figura 52 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento B).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 53 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento B).



Fonte: Autoria Própria.

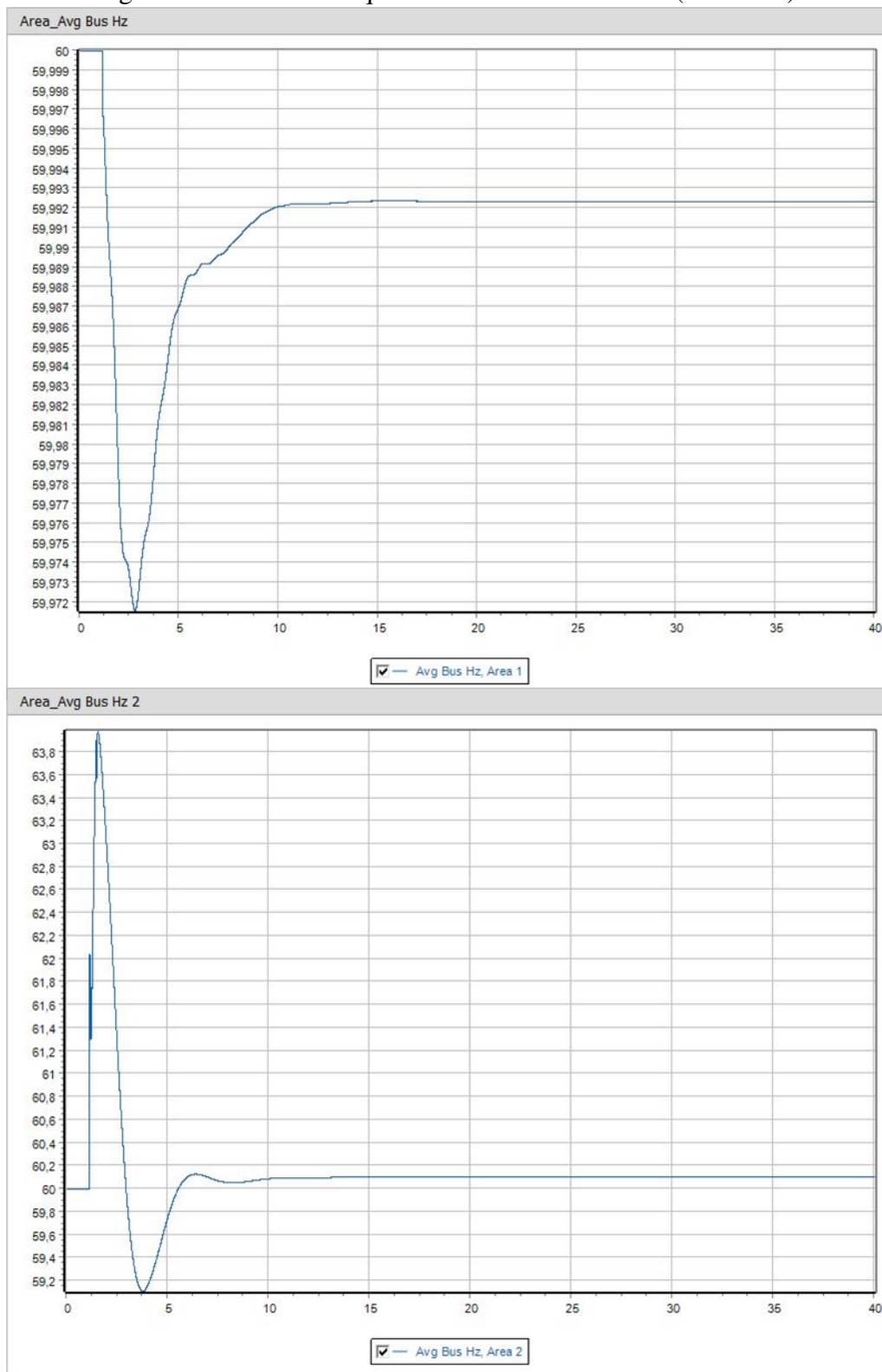
são, e se estabiliza antes de 20,0 s. De acordo com a norma IEEE STD 1547-2018, é

obrigatório o desligamento para sobrefrequências acima de 62 Hz por um tempo superior a 0,16 s e subfrequências abaixo de 56 Hz por 0,16 s. Verifica-se que há violação de sobrefrequência, que fica acima de 62 Hz por cerca de 1,0 s, superior ao limite de 0,16 s.

Desse modo, é verificada violação de frequência na Área 2 no primeiro caso, sendo que o modelo de usina distribuída DER_A impede o desligamento por frequência, quando há subtensões de 0,3 p.u. ou menos. Assim, como a subtensão não atinge 0,3 p.u., verifica-se o desligamento dos geradores solares devido à variável de frequência.

No caso 2, observa-se o desligamento da Área 2 após o evento de abertura da interligação, enquanto em ambos os casos a frequência da Área 1 não foi afetada.

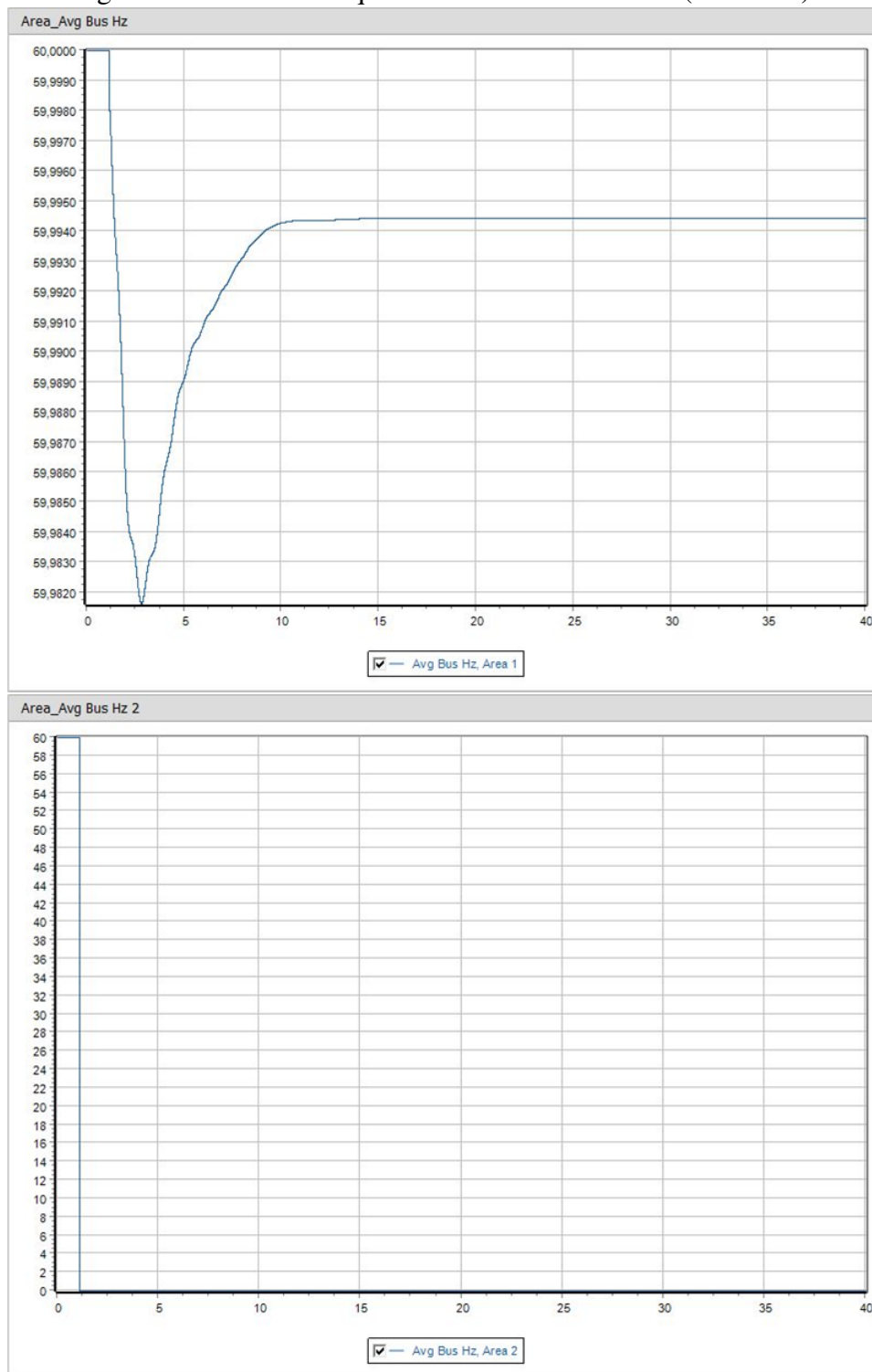
Figura 54 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento B).



Fonte: Autoria Própria.

Nas figuras 56 e 57 verifica-se um comportamento similar, no qual a potência ativa da usina centralizada apesar de estar localizada próxima ao evento estabiliza-se rapidamente,

Figura 55 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento B).

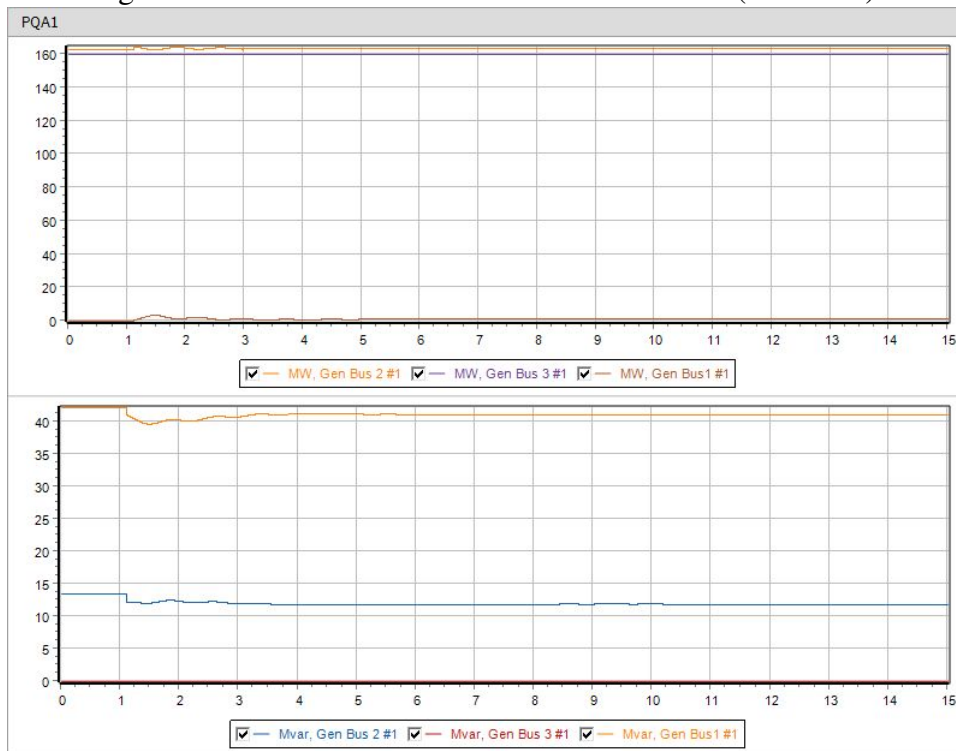


Fonte: Autoria Própria.

enquanto as gerações síncronas levam tempos superiores a 5 segundos.

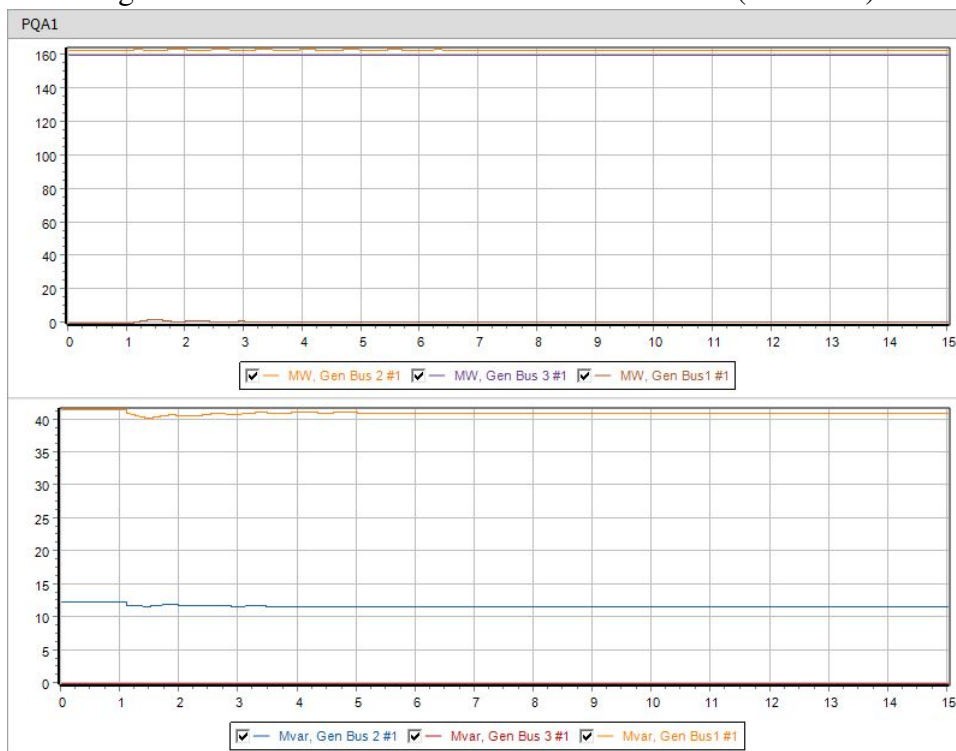
Nas figuras 58 e 59 são apresentadas as saídas de potência ativa e reativa da Área 2 para o caso 1 e 2 respectivamente. Na primeira subfigura do primeiro caso observa-se que todas as gerações fotovoltaicas distribuídas cessam o fornecimento de energia. Isso

Figura 56 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento B).



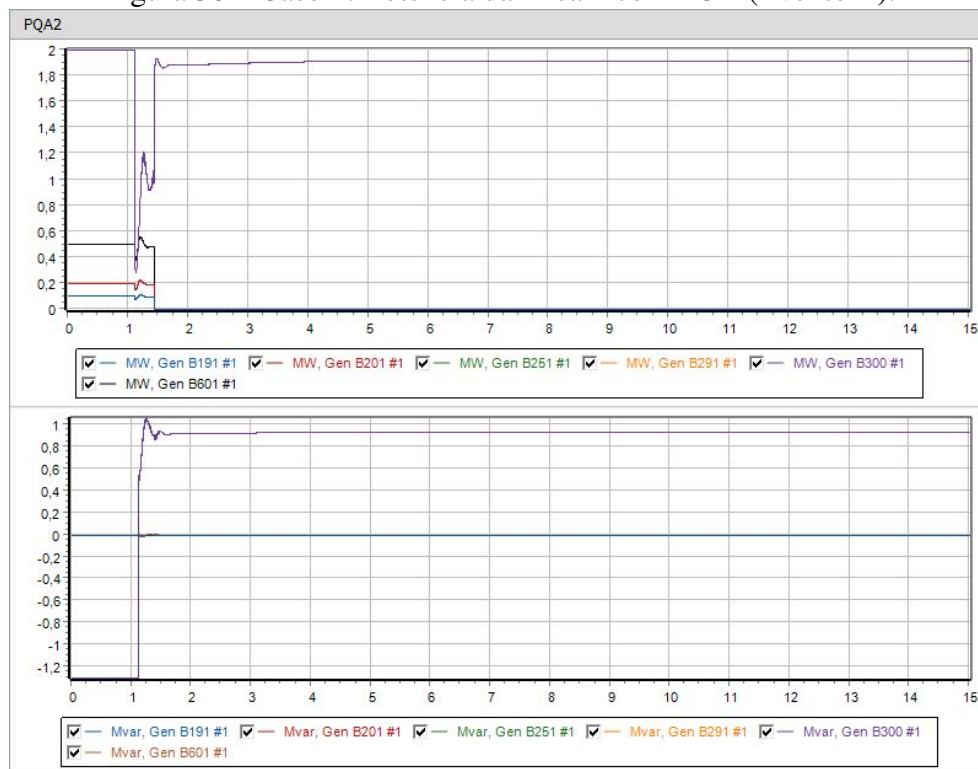
Fonte: Autoria Própria.

Figura 57 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento B).



Fonte: Autoria Própria.

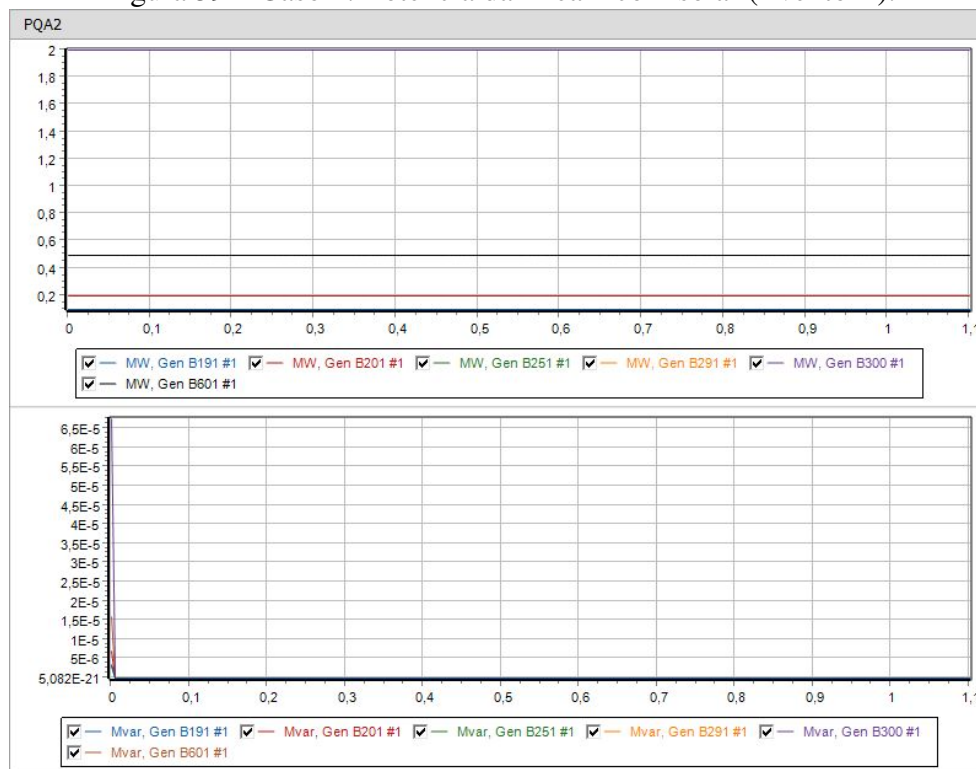
Figura 58 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento B).



Fonte: Autoria Própria.

acontece devido ao desligamento por sobrefrequência da área. Todavia a PCH se mantém durante o evento e estabiliza-se antes de 10 segundos.

Figura 59 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento B).

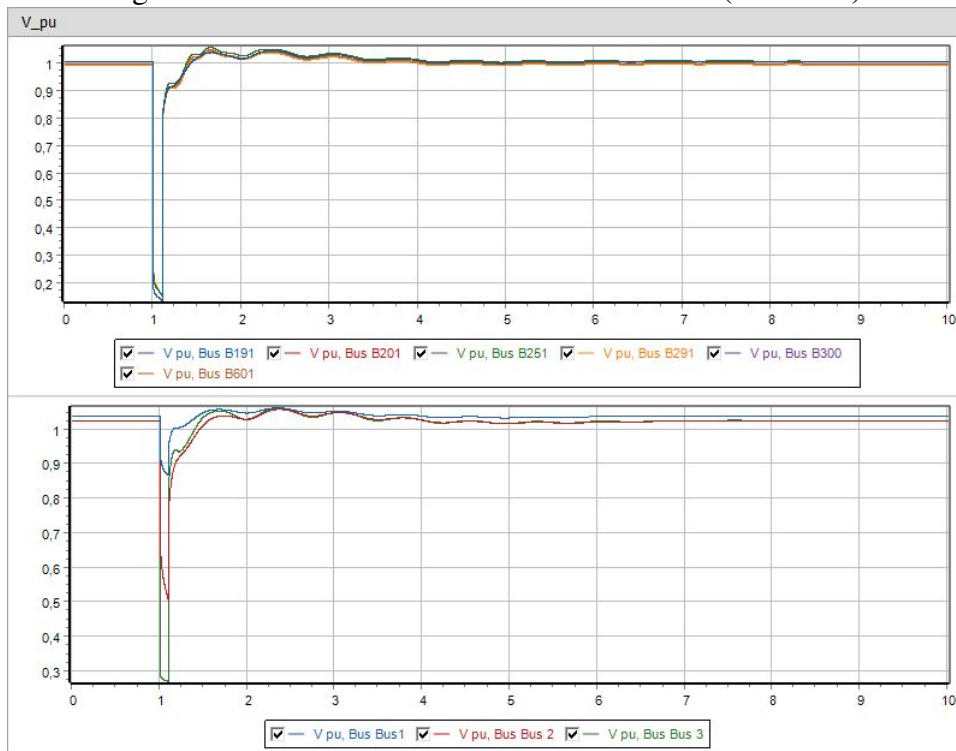


Fonte: Autoria Própria.

5.3.3 Evento C: Curto-circuito trifásico temporário na Barra 8

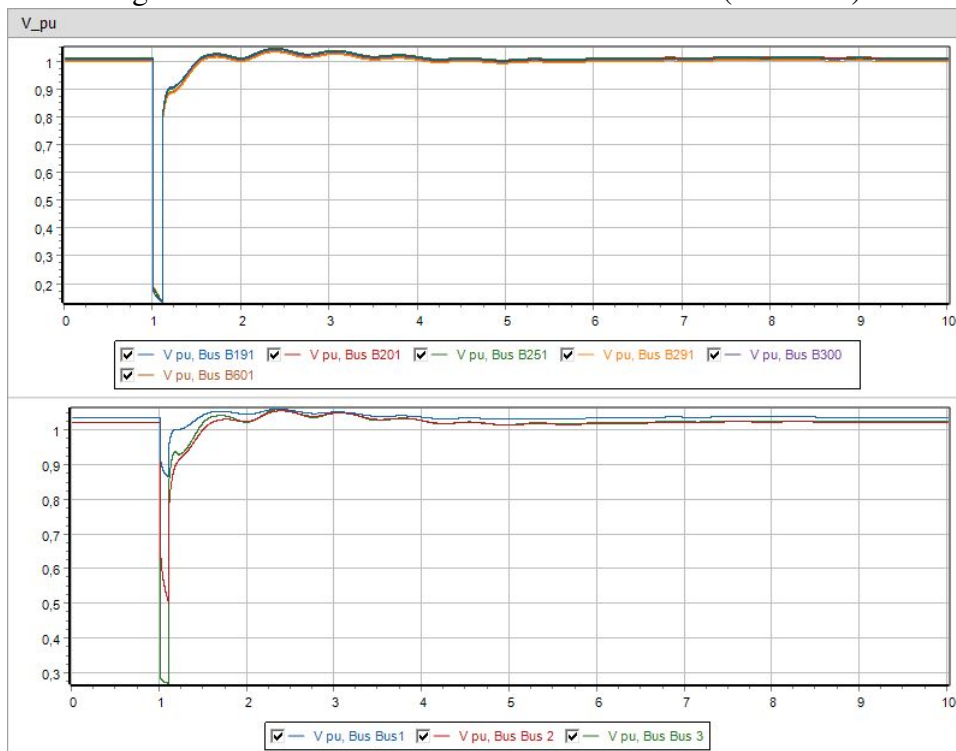
Neste evento é aplicado um curto-circuito trifásico na barra 8 com 100 ms de duração. Nas figuras de 60 a 61 são apresentadas as tensões das barras com geradores para esse evento.

Figura 60 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento C).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 61 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento C).



Fonte: Autoria Própria.

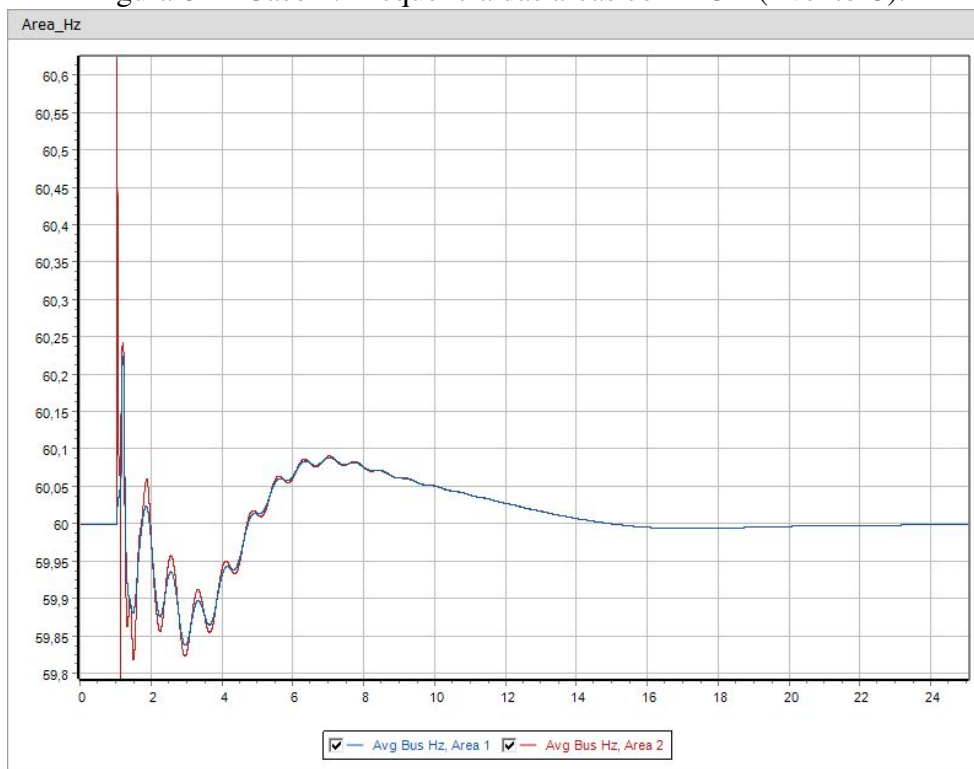
Em ambos, a tensão fica abaixo de 1,1 p.u., estabilizando-se na janela de 10 segundos

de simulação. Do ponto de vista de frequência, no caso com usina PCH (Figura 62), os picos foram aproximadamente de 60,63 Hz na Área 2 e 60,22 Hz na Área 1. Assim, a frequência foi mantida dentro das regiões de operação contínua para as normas de transmissão e distribuição consideradas.

No segundo caso (Figura 63), é verificado um pico de 62,83 Hz na Área 2 e 60,22 Hz na Área 1. Apesar do aumento considerável de pico na área da distribuição, observa-se que a variação de caso considerando a Área 2 com geração 100% solar não impacta negativamente a frequência. Ainda, comparando-se os casos, a frequência das áreas caso 1 e 2 estabiliza-se em 20,0 s e 15,0 s após o evento.

Conforme a norma IEEE STD 1547-2018 a operação da Área 2 é obrigatória por 299,0 s até 61,8 Hz, valores superiores podem ser suportados por até 0,16 s. No caso 100% solar (Figura 63) apesar deste limite de frequência ser superado, o pico não se sustenta pelo tempo necessário para que haja desligamento na área 2 da rede de distribuição.

Figura 62 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento C).

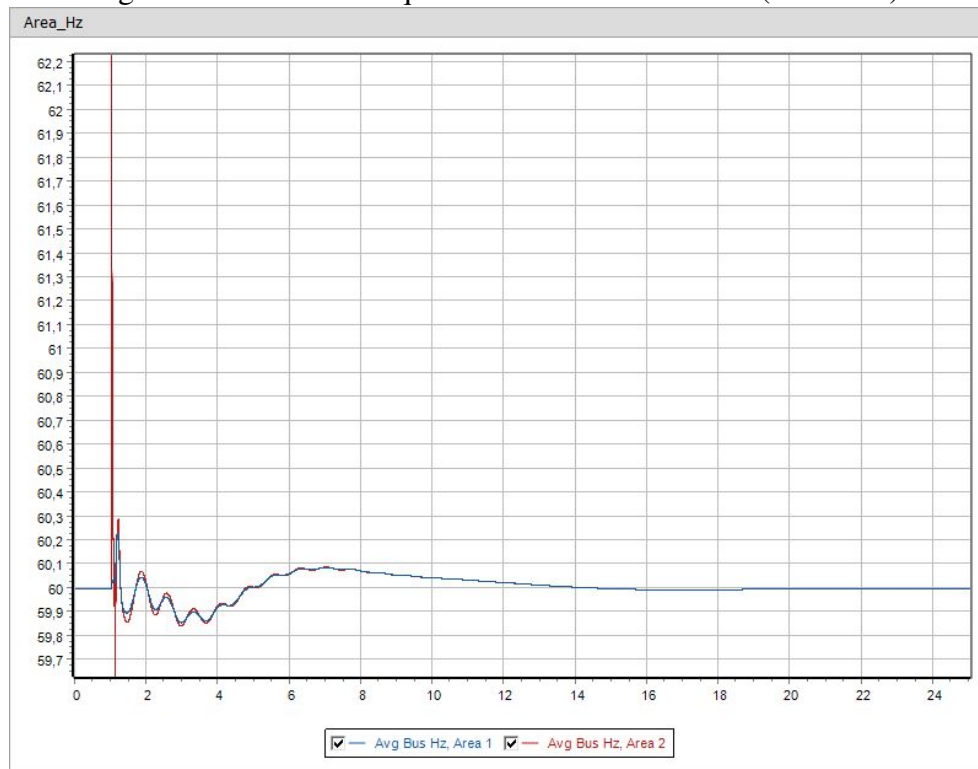


Fonte: Autoria Própria.

Quanto às variáveis de potência ativa e reativa da Área 1, apresentadas nas figuras 64 e 66, observa-se que tanto a usina fotovoltaica centralizada (Barra 3) quanto os demais geradores síncronos não sofrem impactos com a alteração de casos, apresentando perfis de oscilação e tempo de acomodação adequados em até 10s após o evento.

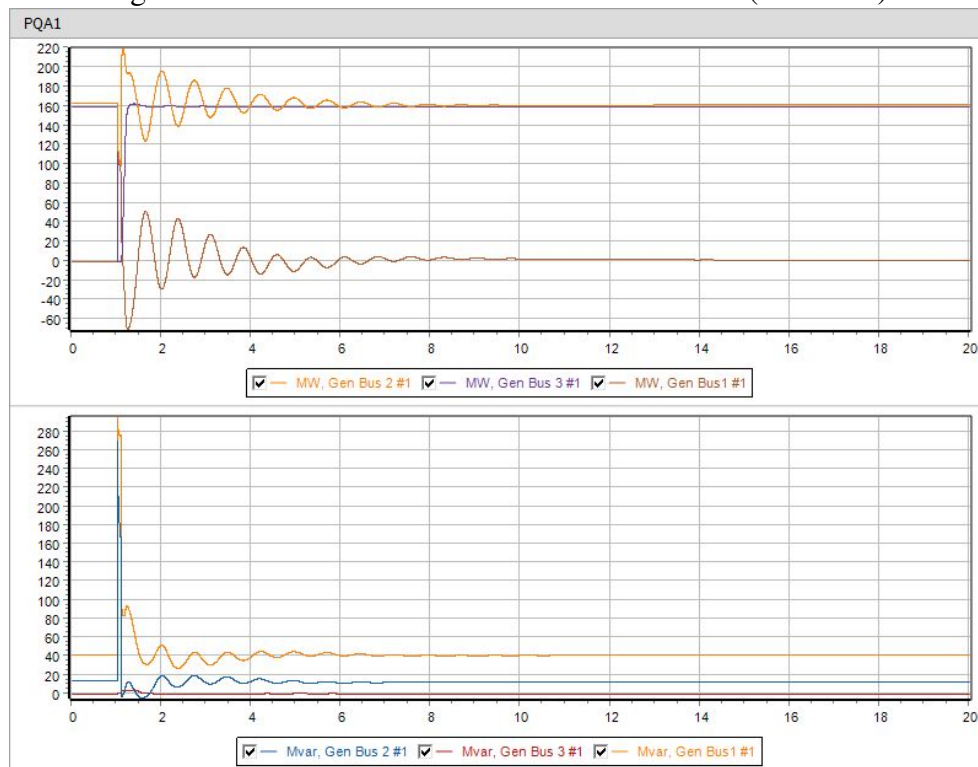
No transitório de potência ativa e reativa da Área 2, mostrado nas figuras 66 e 67, verifica-se que a potência das usinas solares distribuídas recuperam-se totalmente após

Figura 63 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento C).



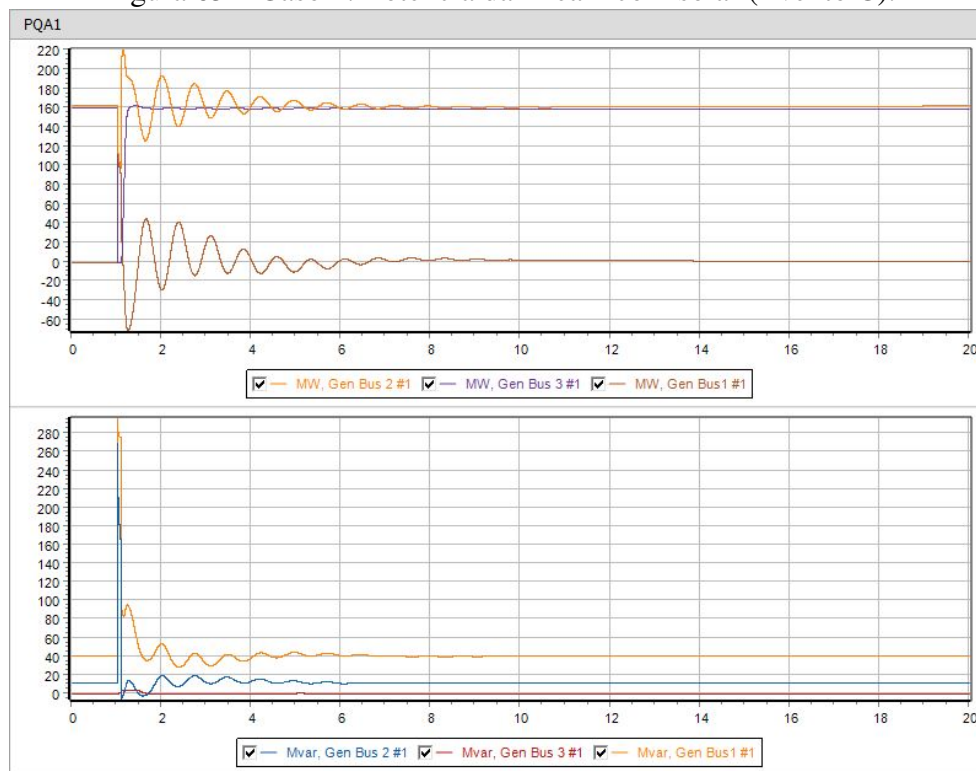
Fonte: Autoria Própria.

Figura 64 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento C).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 65 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento C).

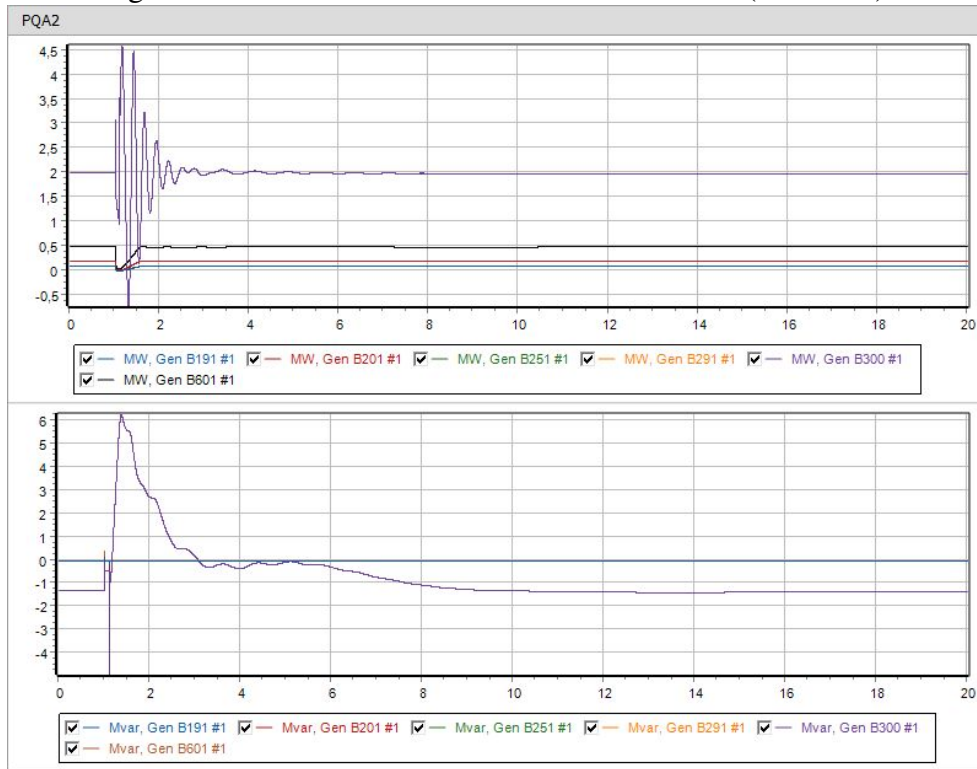


Fonte: Autoria Própria.

o evento, mostrando que apesar do pico de frequência no segundo caso não há desligamentos. A alteração de caso não impacta no desempenho das demais usinas solares distribuídas na Área 2.

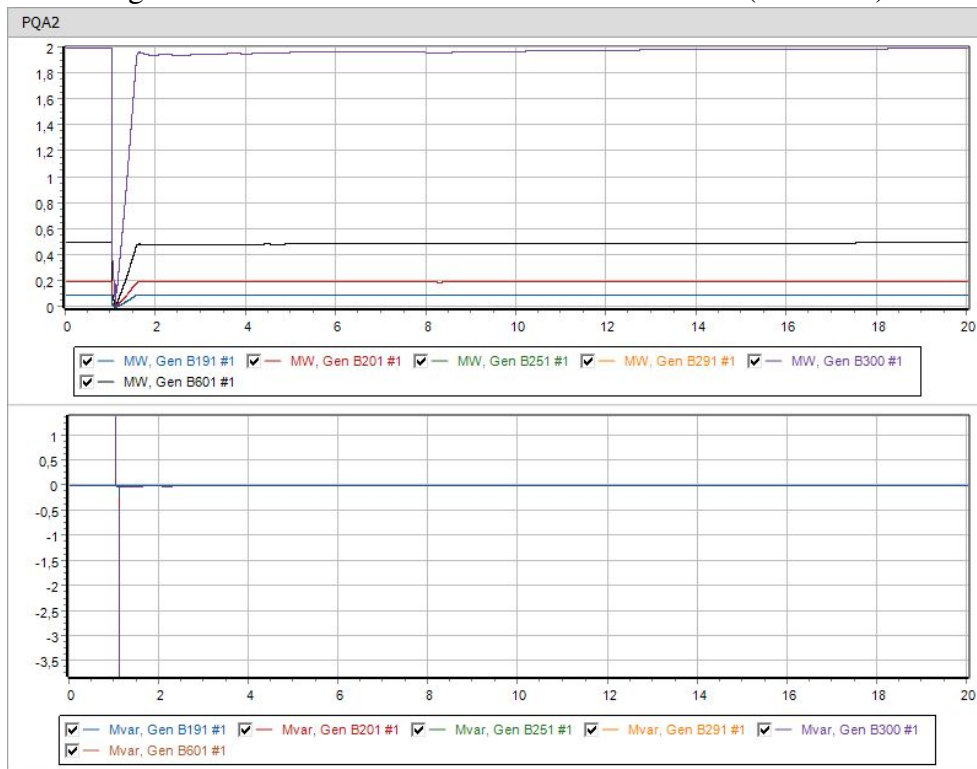
Destaca-se que todas as usinas solares, tanto da Área 1, identificada como "BUS 3" nas figuras 64 e 65, quanto da Área 2 (usinas distribuídas), figuras 66 e 67, oscilam por um tempo significativamente inferior (cerca de 1s) comparado ao das máquinas síncronas (cerca de 5s).

Figura 66 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento C).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 67 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento C).



Fonte: Autoria Própria.

5.3.4 Evento D: Perda de carga na Barra 8

O Evento D simula a perda de carga de 70% da potência ativa demandada pela barra 8. A partir dos resultados das simulações, pode-se observar sobretensões maiores em regime nas duas usinas solares mais próximas a PCH, representadas na Figura 68 pelas Barras B601, B251 e B291, com tensões ligeiramente acima de 1,1 p.u.

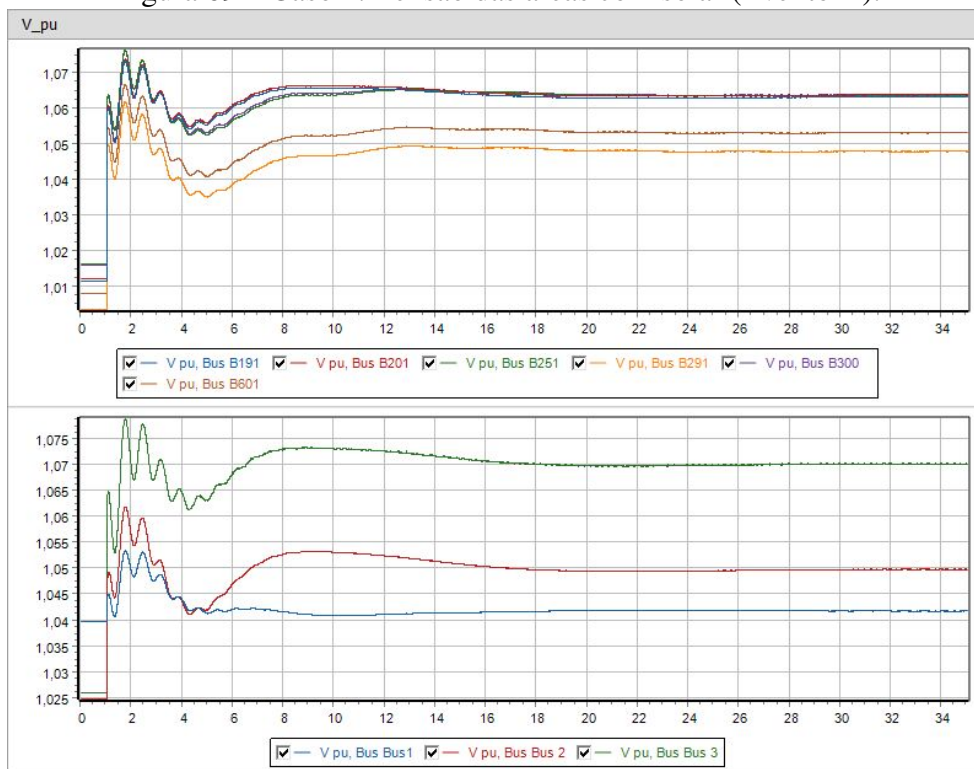
No segundo caso, as maiores sobretensões da Área 2 ficam próximas de 1,05 p.u. em regime, dentro da faixa contínua de operação. Em ambas variações topológicas do sistema a geração solar centralizada apresenta o maior nível de tensão da Área 1, próximas de 1,06 p.u., conforme mostrado nas figuras 68 e 69.

Figura 68 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento D).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 69 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento D).

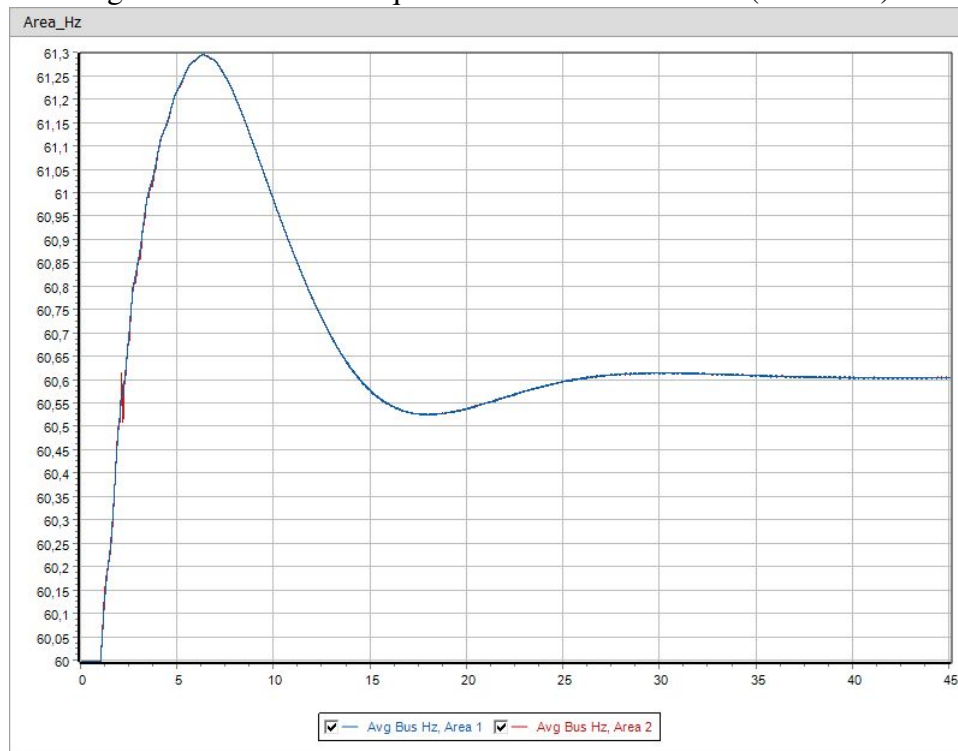


Fonte: Autoria Própria.

As figuras 70 e 71 mostram que há um aumento na frequência de regime de 60,60 Hz para 60,65 Hz, respectivamente, com o aumento da geração distribuída na Área 2. Ambos os modelos de geração solar (centralizada e distribuída) possuem controle primário de frequência, todavia não são suficientes para que a frequência volte a valores nominais pela ausência de controle secundário. Conforme requisitado por normas, IEEE STD 1547-2018 e IEEE STD 2800-2022, as usinas solares possuem um estatismo de 5% para desvios de sobrefrequência.

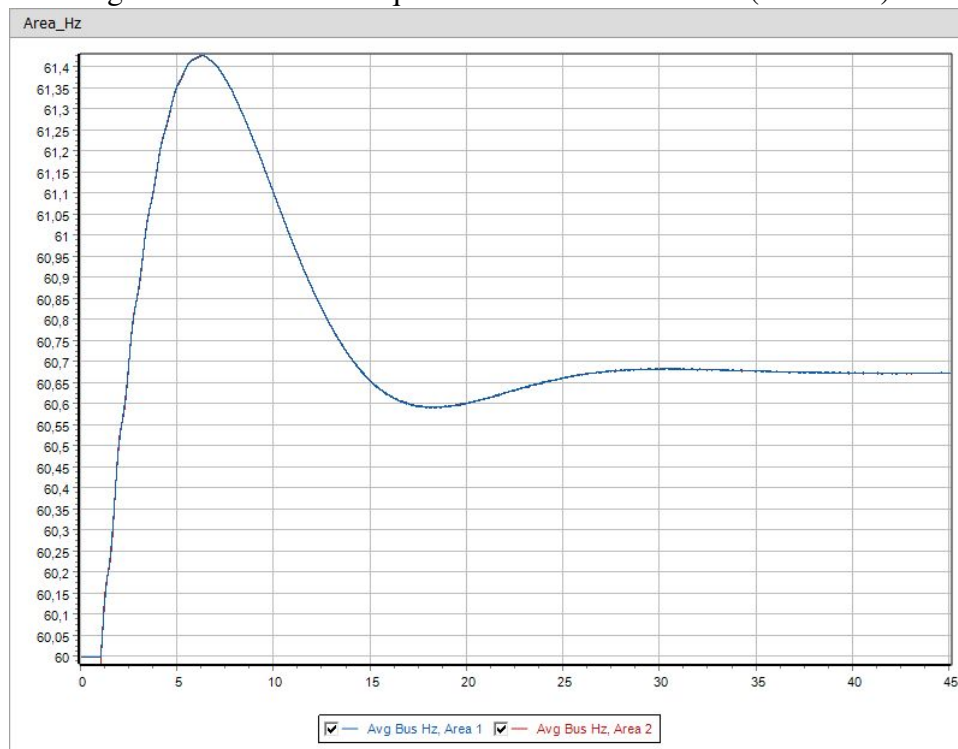
A Área 1, apresentada nas figuras 72 e 73, não apresenta variações significativas devido a mudança de caso.

Figura 70 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento D).



Fonte: Autoria Própria.

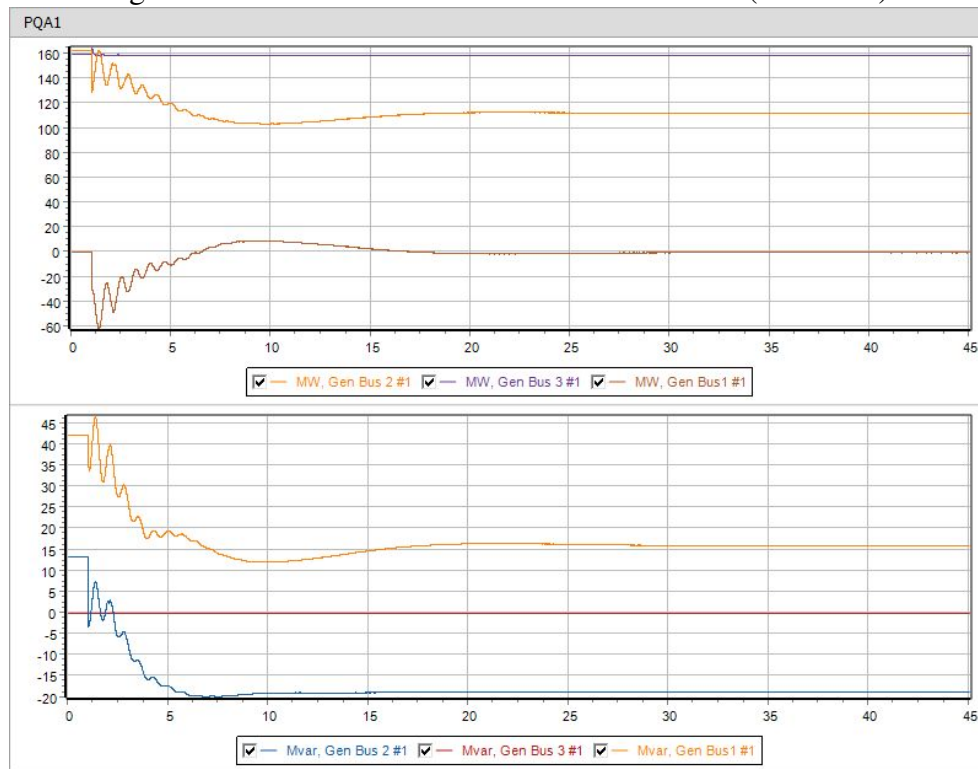
Figura 71 – Caso 2: Frequência das áreas com solar (Evento D).



Fonte: Autoria Própria.

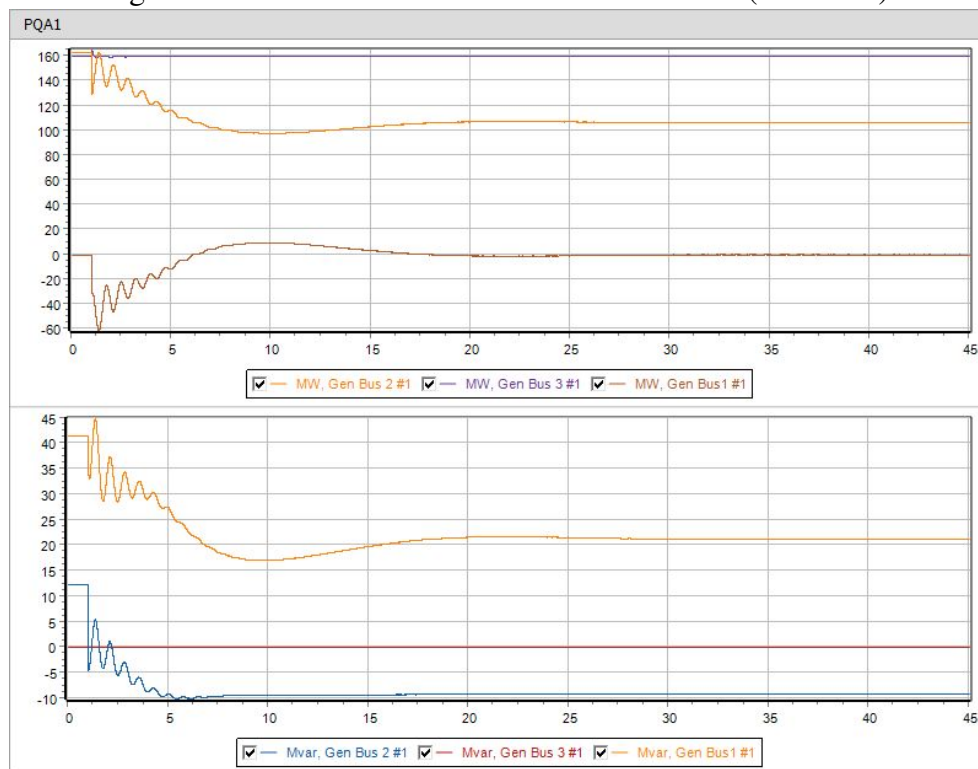
O comportamento da potência ativa na Área 2 para os Casos 1 e 2 são mostrados nas

Figura 72 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento D).



Fonte: Autoria Própria.

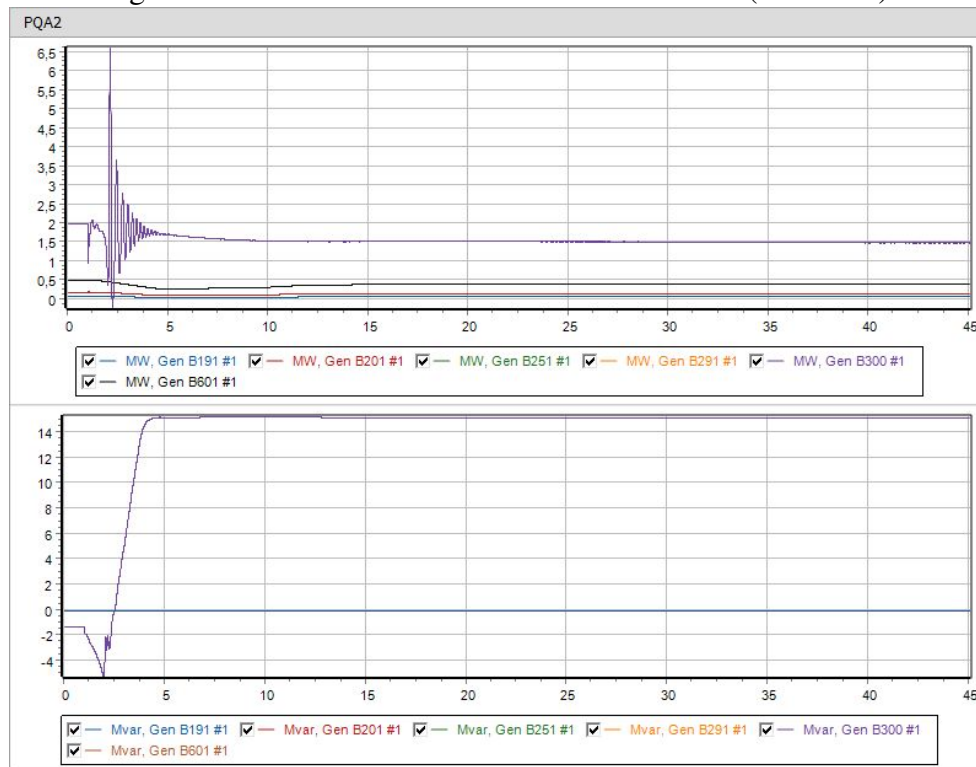
Figura 73 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento D).



Fonte: Autoria Própria.

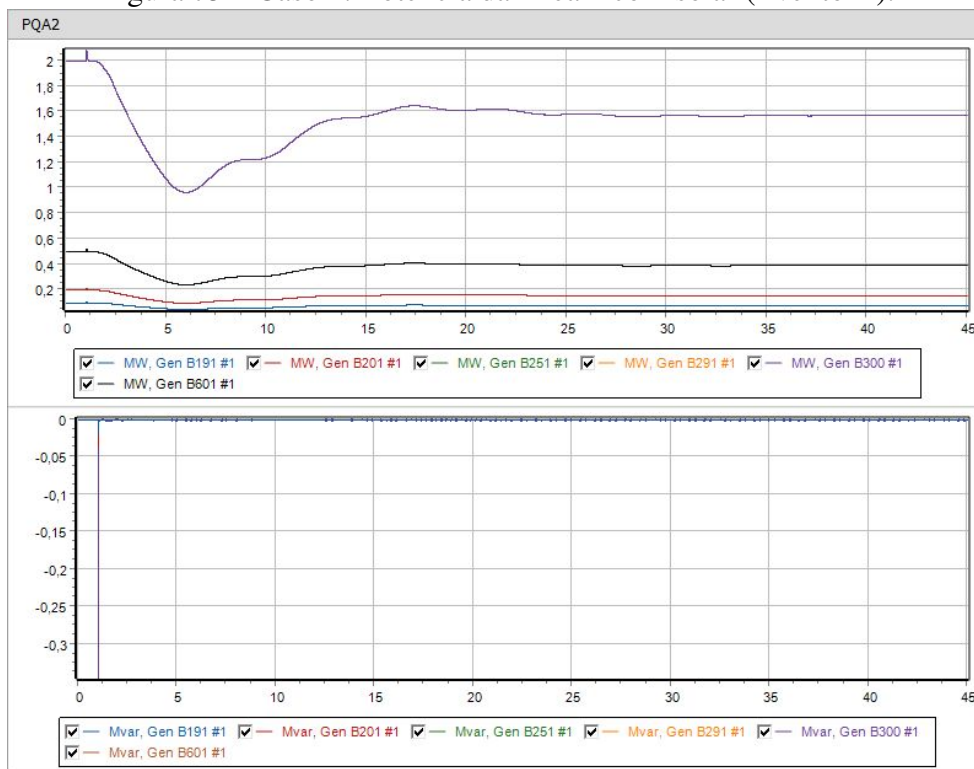
figuras 74 e 75, respectivamente. Pode-se observar uma redução da potência ativa, devido à resposta do controle primário de frequência causada pela perda de carga.

Figura 74 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento D).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 75 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento D).

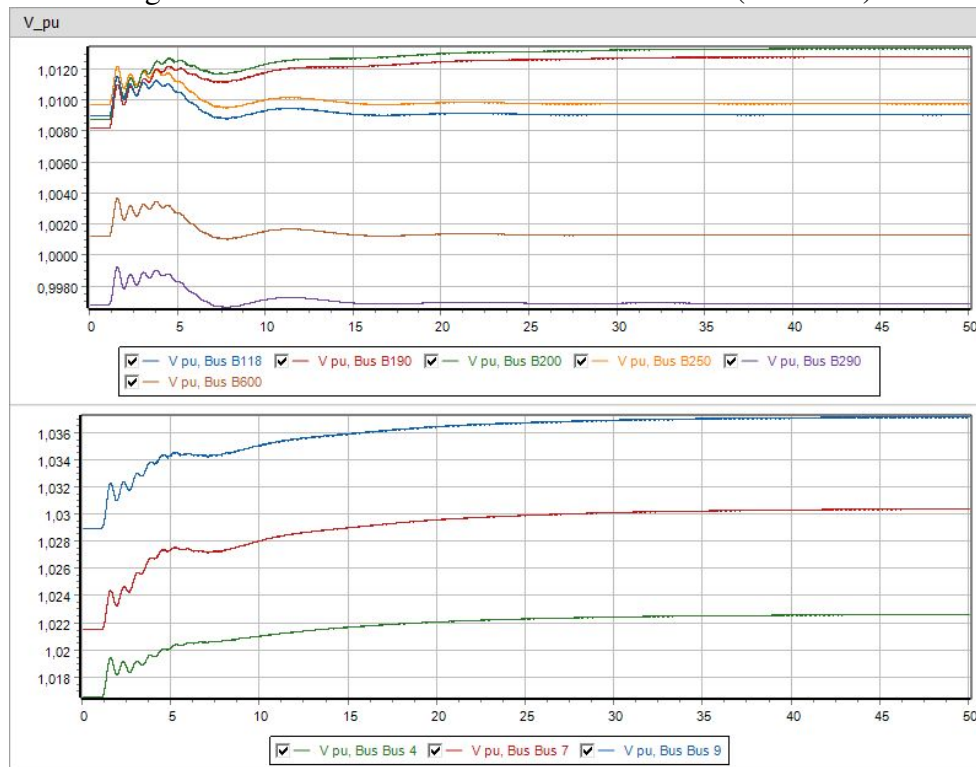


Fonte: Autoria Própria.

5.3.5 Evento E: Perda de geração na Barra 2

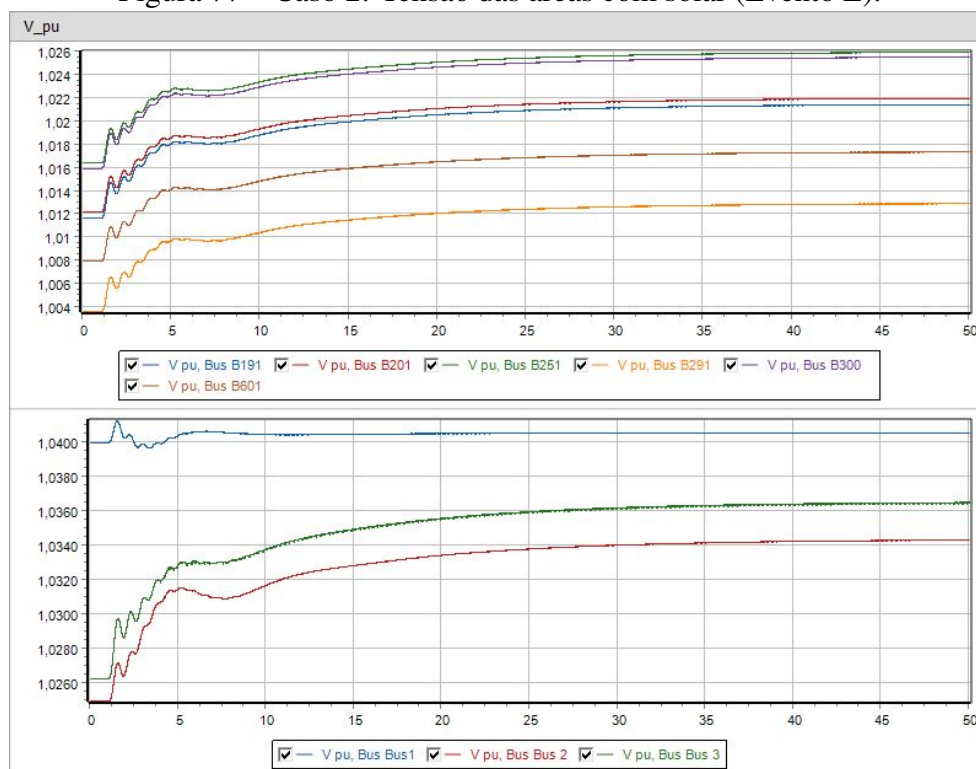
Neste caso foi simulada uma redução de geração de potência ativa de 40MW no gerador 2 da Área 1. Nota-se que houve uma aumento de tensão nas outras barras de geração das Áreas 1 e 2, conforme é mostrado nas figuras 76 e 77. A variação de casos contribuiu positivamente no desempenho dos geradores da Área 1, principalmente o gerador identificado como "Bus 1" em azul, que estabiliza cerca de 45 segundos no primeiro caso e no segundo caso se estabiliza em 10 segundos. Os demais geradores da Área 1 também melhoraram o desempenho, estabilizando-se em 45s e 35s nos casos 1 e 2.

Figura 76 – Caso 1: Tensão das áreas com PCH (Evento E).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 77 – Caso 2: Tensão das áreas com solar (Evento E).

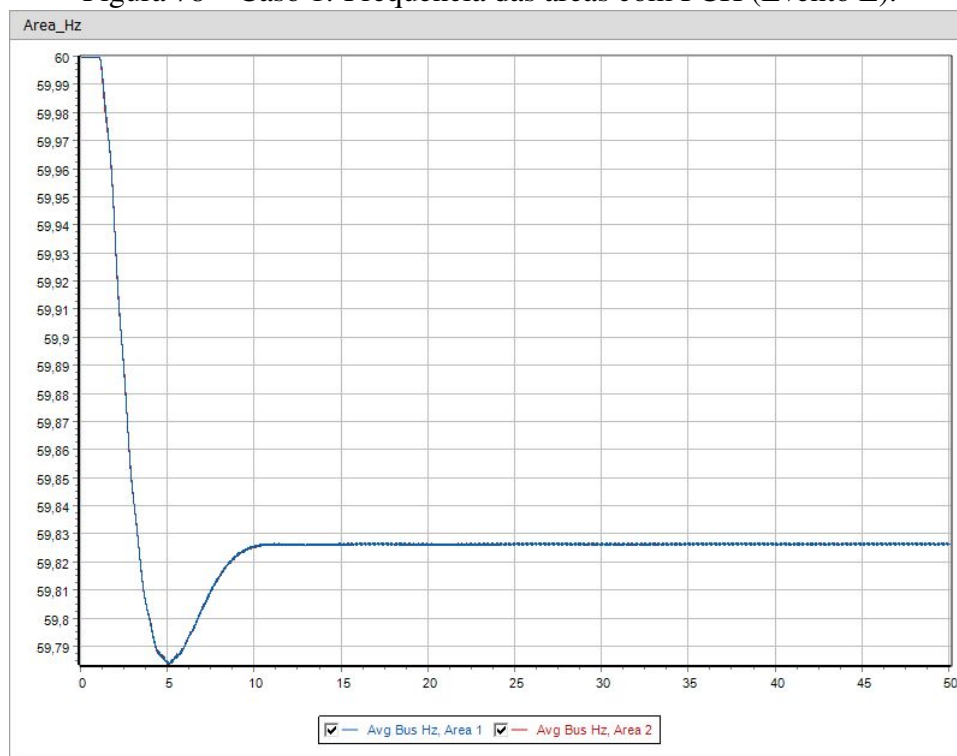


Fonte: Autoria Própria.

O evento de perda da geração causa uma subfrequência no sistema inteiro. A Figura 78 mostra o comportamento da frequência do caso 1 que estabiliza em aproximadamente em 59,83 Hz, já no segundo caso, Figura 79, as áreas se mantêm em aproximadamente 59,82 Hz.

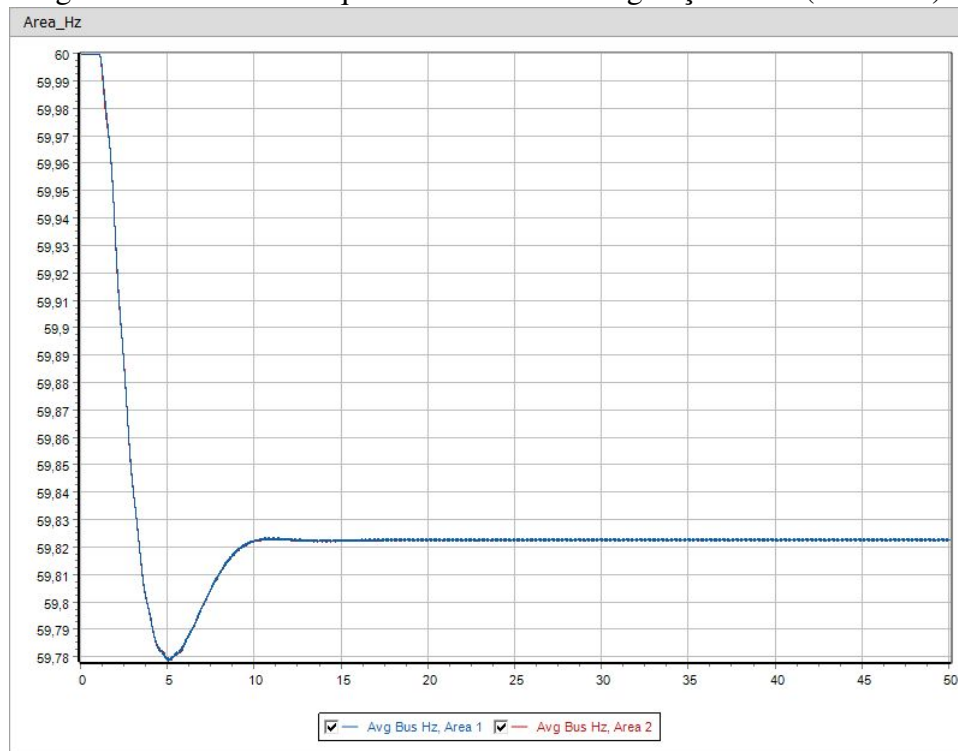
Apesar de ambos modelos de geração solar possuírem controle primário de frequência para desvios positivos e negativos, o mesmo não foi configurado para compensar desvios de subfrequência uma vez que para isso é necessário que o gerador opere abaixo da potência nominal, para que quando ocorra o evento seja possível possuir margem de potência ativa para injetar no sistema. Assim do ponto de vista prático não foi configurado estatismo para desvios de subfrequência.

Figura 78 – Caso 1: Frequência das áreas com PCH (Evento E).



Fonte: Autoria Própria.

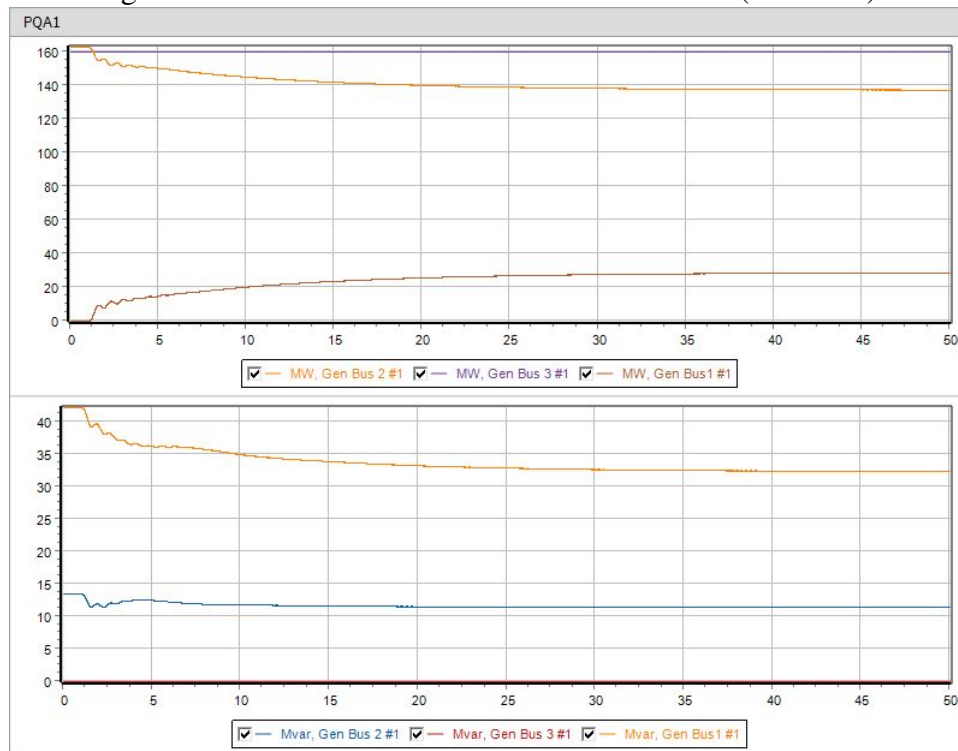
Figura 79 – Caso 2: Frequência das áreas com geração solar (Evento E).



Fonte: Autoria Própria.

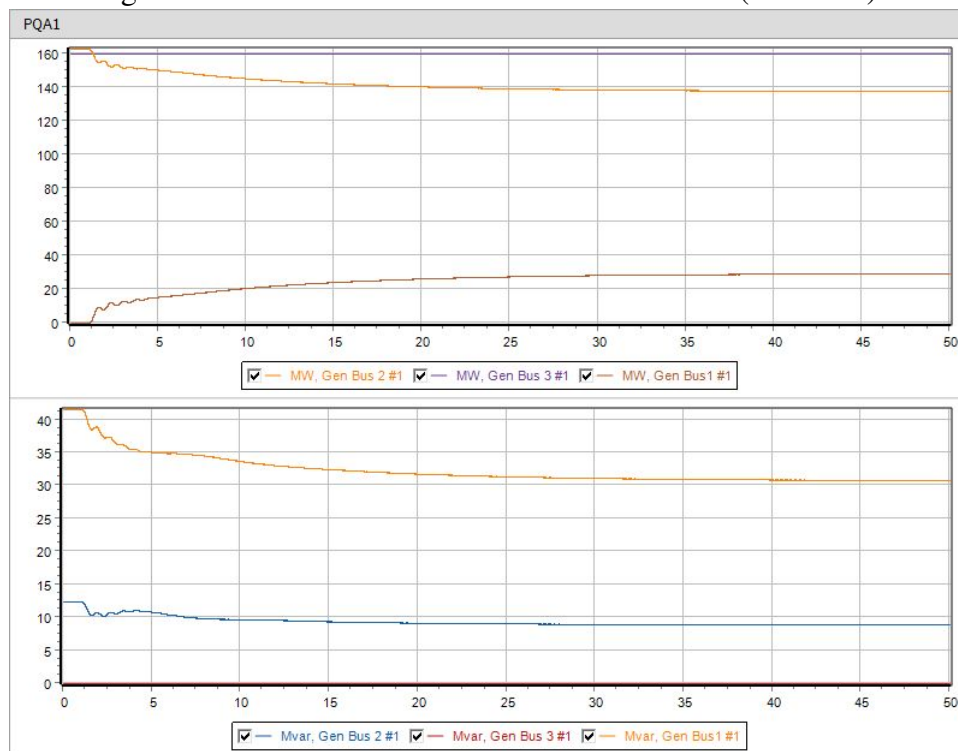
A potência dos geradores síncronos e da fonte solar centralizada da Área 1, apresentadas nas figuras 80 e 81, comportam-se de formas similares. Apesar da variação de caso a geração solar não apresenta variação na saída de potência, visto que o mesmo não possui margem para aumentar a potência acima do valor nominal. Assim, o gerador síncrono da Barra 1 muda o ponto de operação para compensar a perda de geração do Gerador 2.

Figura 80 – Caso 1: Potência da Área 1 com PCH (Evento E).



Fonte: Autoria Própria.

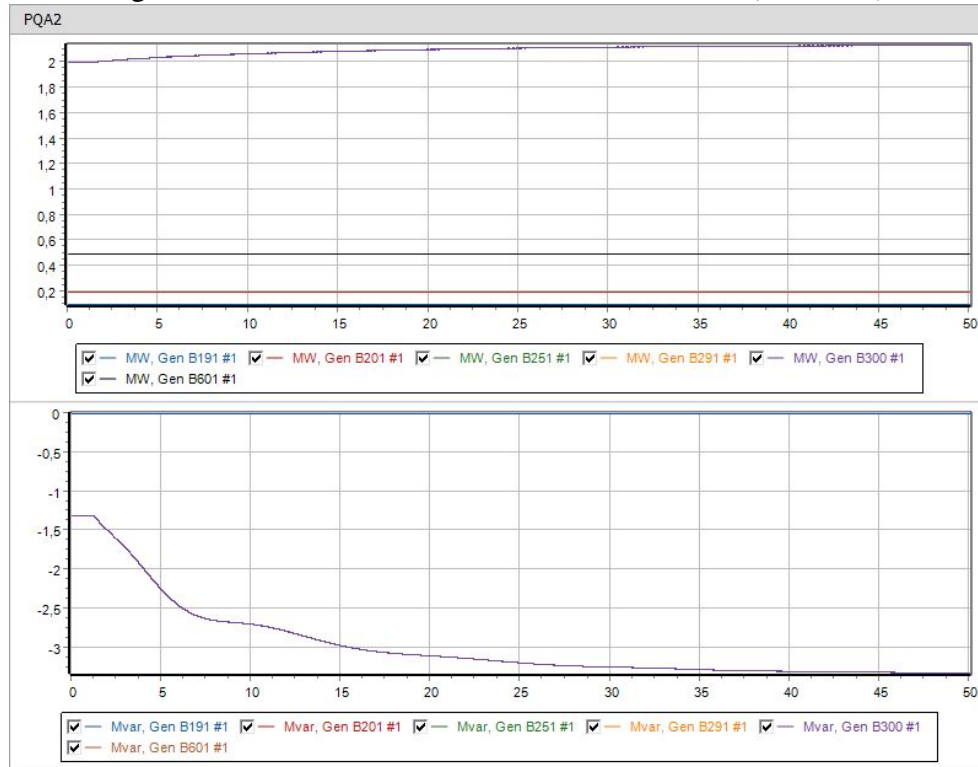
Figura 81 – Caso 2: Potência da Área 1 com solar (Evento E).



Fonte: Autoria Própria.

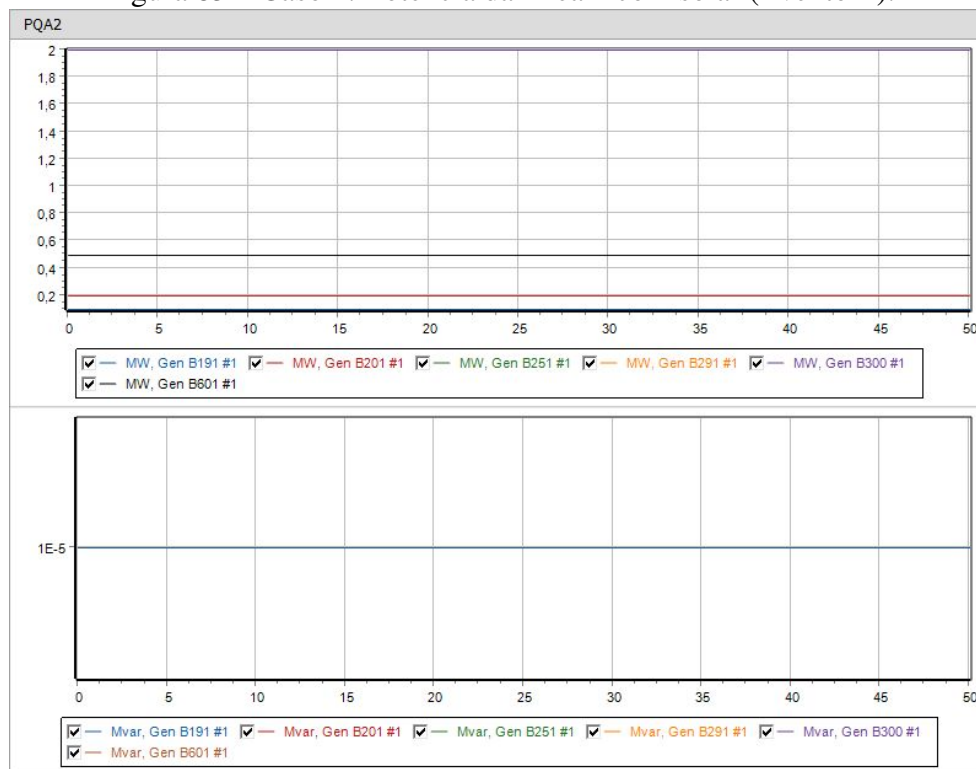
Nas figuras 82 e 83, observa-se a ausência de resposta das potências das usinas solares frente ao evento de subtensão, que assim como a usina centralizada, não possui margem para operar acima de valores nominais. Desse modo a PCH da Figura 82 é a única unidade geradora a contribuir para suprir a perda de potência de geração do Gerador 2.

Figura 82 – Caso 1: Potência da Área 2 com PCH (Evento E).



Fonte: Autoria Própria.

Figura 83 – Caso 2: Potência da Área 2 com solar (Evento E).



Fonte: Autoria Própria.

As tabelas 5 e 6 apresentam de forma resumida os valores máximos e/ou mínimos das tensões e frequências das gerações durante os eventos simulados.

Tabela 5 – Valores máximos e/ou mínimos da tensão em cada evento.

Tensão em p.u.						
	ÁREA	Evento A	Evento B	Evento C	Evento D	Evento E
Caso 1	1	1,05 - 0,49	1,03 - 1,02	1,05 - 0,25	1,09	1,04
	2	1,05 - 0,37	1,05 - 0,73	1,05 - 0,14	1,13	1,01
Caso 2	1	1,05 - 0,49	1,03 - 1,02	1,05 - 0,30	1,07	1,04
	2	1,05 - 0,37	1,00 - 0,00	1,05 - 0,14	1,07	1,02

Tabela 6 – Valores máximos e/ou mínimos da frequência em cada evento.

Frequência em Hz						
	ÁREA	Evento A	Evento B	Evento C	Evento D	Evento E
Caso 1	1	60,28 - 59,89	60,00 - 59,99	60,22 - 59,84	61,30	59,78
	2	60,44 - 59,88	63,98 - 59,11	60,62 - 59,80	61,30	59,78
Caso 2	1	60,28 - 59,91	60,00 - 59,99	60,23 - 59,86	61,40	59,77
	2	60,59 - 59,81	60,00 - 00,00	62,25 - 59,62	61,40	59,77

Por fim, conforme os limites das normas apresentadas no Capítulo 4, foi elaborada a Tabela 7 onde foram sintetizadas as condições de operação do sistema após os eventos

simulados neste capítulo. Observa-se que apenas no evento B há diferenças operativas entre os casos. Isso acontece em relação a norma IEEE Std. 1547/2018 da distribuição, onde há desligamento no caso 1, por violação de frequência e desligamento no caso 2, também por violação de frequência devido a baixa inércia na área 2. Nos demais eventos, o sistema foi considerado operativo após o término dos eventos, para as duas variações de casos.

Tabela 7 – Condição da operação do sistema para cada evento.

Operação conforme normas						
	NORMAS	Evento A	Evento B	Evento C	Evento D	Evento E
CASO 1	IEEE 2800	OPERATIVO	OPERATIVO	OPERATIVO	OPERATIVO	OPERATIVO
	ONS		DESLIGAMENTO			
	IEEE 1547					
CASO 2	IEEE 2800	OPERATIVO	OPERATIVO	OPERATIVO	OPERATIVO	OPERATIVO
	ONS		DESLIGAMENTO			
	IEEE 1547					

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou um estudo sobre o impacto de geração solar em um sistema de transmissão e distribuição, utilizando modelos genéricos WECC para representar usinas fotovoltaicas centralizadas e distribuídas. Foram analisados dois casos a fim de comparar o desempenho do sistema com e sem a presença de uma PCH na distribuição. Para realizar as análises foram impostos eventos como curto-circuito, perda de carga e perda de geração, com o objetivo de testar seus limites operativos e o comportamento da estabilidade do sistema.

Quando acontece a abertura da interligação da área de distribuição com a transmissão, a presença da PCH na área de distribuição (área 2) permite que a área 2 continue operando ilhada, sendo que todas as gerações distribuídas fotovoltaicas desligam conforme determinado pela norma IEEE STD 1547-2018. Isso ocorre pois há uma violação do limite superior da frequência, que fica acima de 62 Hz por cerca de 1,0 s, superior ao limite de 0,16 s determinados por norma. Desse modo, seria possível permitir a operação ilhada em microrrede dentro de normas operacionais quando considera-se a presença da PCH na área da distribuição. No entanto, a operação torna-se inviável no cenário com geração solar distribuída devido à falta de inércia na área 2 quando não há a presença da PCH. Ainda, foi possível observar que, no evento de curto-trifásico, há a superação dos limites de frequência. No entanto, não há desligamento dos geradores fotovoltaicos, pois a sobrefrequência não se sustenta pelo tempo determinado na IEEE STD 1547-2018.

Em ambos os casos, no evento de perda de carga, pode-se notar que o controle primário de frequência das usinas solares, configurados conforme as normas, foi adequado para estabilizar a frequência, entretanto, por não possuir controle secundário, não há contribuição para restabelecimento da frequência para valores pré-falta. O controle primário de frequência de ambos modelos não foi configurado para compensar desvios de sub-frequência. Deste modo, durante a perda parcial de um gerador da transmissão, em ambos os casos, as usinas solares não apresentam capacidade de melhorar a frequência neste tipo de evento. De modo geral, os eventos de perda de geração e de carga evidenciam as limitações desse tipo de geração para melhoria da frequência do sistema.

As normas aplicáveis a transmissão (Procedimentos de Rede do ONS e a norma IEEE

STD 2800/2022) possuem limites e intervalos de operações distintos para as variáveis de frequência e tensão. No entanto, o sistema modelado foi capaz de atender aos limites de ambas as normas mantendo a capacidade operativa estável.

A partir dos resultados obtidos neste trabalho, foi possível verificar a rapidez na atuação dos controles das usinas fotovoltaicas em relação aos geradores síncronos. Ainda, os resultados mostraram que uma sintonia adequada dos controles do sistema modelado foi eficaz em cumprir os requisitos das normas quando acontecem eventos que causam sub e sobretensões ou sub e sobrefrequência, permitindo ao sistema continuar operando, evitando desligamentos.

6.1 Trabalhos Futuros

Baseando-se nos resultados apresentados, são sugeridos os seguintes trabalhos futuros:

- estudo do impacto da implementação de inércia virtual no sistema;
- aplicação de banco de baterias com objetivo de realizar o suporte de frequência;
- estudar o comportamento do sistema com geração solar centralizada superior à hidrotérmica convencional;
- avaliar o desempenho dos modelos genéricos centralizados e descentralizados no sistema elétrico brasileiro, utilizando o software ANAREDE e ANATEM do CEPEL.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em 24 nov. 2023.
- ALVAREZ-FERNANDEZ, I. *et al.* Impact analysis of DERs on bulk power system stability through the parameterization of aggregated DER_a model for real feeders. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 189, p. 106822, 2020.
- ANDERSON, P. M. **Subsynchronous Resonance in Power Systems**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 1989.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 2nd. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2002.
- ANEEL. **ANEEL - Resolução Normativa N0 1000**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição - PRODIST**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021.
- AOUN, R. M. **Avaliação do Impacto das Estratégias de Controle de Recursos Energéticos Distribuídos (REDS) no Desempenho Dinâmico de Sistemas de Potência**. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), 2022.
- CORNELIUS, R. *et al.* Painéis Fotovoltaicos: revisão de modelos equivalentes para representação da característica de corrente e tensão. **Anais do Salão Internacional de Ensino, Pesquisa e Extensão**, [S.l.], v. 9, n. 2, 2017.
- DOLATABADI, S. H. *et al.* An enhanced IEEE 33 bus benchmark test system for distribution system studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 36, n. 3, p. 2565–2572, 2020.

E3C, E. E. E. C. **GB Power System Disruption - 9 August 2019, January 2020**. [S.l.]: Energy Emergencies Executive Committee, 2020.).

EBRAHIMZADEH, E. *et al.* Harmonic Stability and Resonance Analysis in Large PMSG-Based Wind Power Plants. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S.l.], v. 9, n. 1, p. 12–23, 2018.

EL-BAHAY, M. H.; LOTFY, M. E.; EL-HAMEED, M. A. Computational Methods to Mitigate the Effect of High Penetration of Renewable Energy Sources on Power System Frequency Regulation: a comprehensive review. **Archives of Computational Methods in Engineering**, [S.l.], v. 30, n. 1, p. 703–726, 2023.

EPE. **PNE 2050–Plano Nacional de Expansão de Energia**. [S.l.: s.n.], 2020.

Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em 10 mar. 2023.

ERSOY, E.; SCHAFFER, M. E.; DITZEM, J. BP Statistical Review of World Energy 2019. , [S.l.], 2019.

EXAME. **UE estabelece meta de 42,5% de energias renováveis até 2030**. Disponível em: <https://exame.com/mundo/ue-estabelece-meta-de-425-de-energias-renovaveis-ate-2030> . Acesso em 24 nov. 2023.

HATZIARGYRIOU, N. *et al.* Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies. , [S.l.], 2020.

HATZIARGYRIOU, N. *et al.* Definition and Classification of Power System Stability – Revisited Extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021.

HAUSER, D. **Impacto de centrais geradoras fotovoltaicas na estabilidade a pequenas e grandes perturbações**. [S.l.]: Dissertação (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2019.

IEA. **CO2 Emissions in 2022**. Disponível em:

<https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>. Acesso em 24 nov. 2023.

IEEE. **Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies**. [S.l.]: IEEE Power and Energy Society, 2013. 1-117 p.).

IEEE. **Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies**. [S.l.]: Technical Report PES-TR1, IEEE, 2013.

IEEE. IEEE Std 421.5-2016- Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. **IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)**, [S.l.], p. 1–207, 2016.

IEEE. **IEEE Std 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. [S.l.: s.n.], 2018. 1-138 p.

IEEE. **IEEE Std 2800-2022 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems**. [S.l.: s.n.], 2022. 1-180 p.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.

KUNDUR, P. *et al.* Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

LAMMERT, G. *et al.* Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory. *In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM)*, 2016., 2016. **Proceedings [...]** [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.

LAMMERT, G. *et al.* Control of photovoltaic systems for enhanced short-term voltage stability and recovery. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v. 34, n. 1, p. 243–254, 2018.

LEKSHMI J, D.; RATHER, Z. H.; PAL, B. C. A New Tool to Assess Maximum Permissible Solar PV Penetration in a Power System. **Energies**, [S.l.], v. 14, n. 24, 2021.

MACHLEV, R. *et al.* Verification of utility-scale solar photovoltaic plant models for dynamic studies of transmission networks. **Energies**, [S.l.], v. 13, n. 12, p. 3191, 2020.

MATTAVELLI, P.; STANKOVIC, A.; VERGHESE, G. SSR analysis with dynamic phasor model of thyristor-controlled series capacitor,. **IEEE Trans. on Power System**, [S.l.], v. 14, p. 200–208, 1999.

Ministério de Minas e Energia. **Maior usina de produção de energia solar do Brasil entra em operação no interior de Minas Gerais.** 2023.

MOREIRA JÚNIOR, O.; SOUZA, C. C. d. Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha. **Interações (Campo Grande)**, [S.l.], v. 21, p. 379–387, 2020.

MULJADI, E.; SINGH, M.; GEVORGIAN, V. **User guide for PV dynamic model simulation written on PSCAD platform.** [S.l.]: National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.

NeoSolar Energia. **Placa Solar Fotovoltaica: tudo sobre.** Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/placa-solar-fotovoltaica>. Acesso em 06 jul. 2023.

NERC. **Reliability Guideline Parameterization of the DER_A Model.** [S.l.: s.n.], 2019.

OLIVEIRA, G. S. **Sistema de potência com geração fotovoltaica centralizada: análise de estabilidade a pequenas perturbações e projeto de controle.** [S.l.]: Dissertação (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), 2020.

ONS. **Reatores Equivalentes nas Barras do SIN para Simulação de Curto-Circuito Monofásico em Estudos de Transitórios Eletromecânicos.** [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017.

ONS. **Procedimentos de Rede.** [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação Módulo 5 - Submódulo 5.12.** [S.l.: s.n.], 2022. 1-11 p.

ONS. **Geração solar registra quatro recordes em março, mostra ONS.** 2023.

PARENTE, D. P. **Análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência usando modelos genéricos de fontes eólica e solar fotovoltaica.** [S.l.]: Dissertação (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará (UFC), 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *et al.* Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, [S.l.], v. 1, p. 47–499, 2014.

POURBEIK, P. Model user guide for generic renewable energy system models. **Electric Power Research Institute**, [S.l.], 2015.

POURBEIK, P. *et al.* Providing Primary Frequency Response from Photovoltaic Power Plants. *In: CIGRE SYMPOSIUM 2017, 2017. Proceedings [...]* [S.l.: s.n.], 2017. p. 5–12.

POWERWORLD. **Software Powerworld®**. 2023.

RAMASUBRAMANIAN, D. *et al.* **The New Aggregated Distributed Energy Resources (der_a) Model for Transmission Planning Studies**: 2019 update. [S.l.: s.n.], 2019.

RAMASUBRAMANIAN, D. *et al.* **The New Aggregated Distributed Energy Resources (DER_A) Model for Transmission Planning Studies**: 2019 update. [S.l.: s.n.], 2019.

RAMOS, J. P. G. **Conversão de energia de geração fotovoltaica com inércia sintética**. [S.l.]: Dissertação de Mestrado. Universidade do Porto - Portugal, 2019.

SHAIR, J. *et al.* Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 145, p. 1–16, 2021.

SOLAR, C. **ANEEL anuncia bandeira “escassez hídrica” com R\$ 14,20 a cada 100 kWh consumidos**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/aneel-anuncia-bandeira-escassez-hidrica-com-r-1420-a-cada-100-kwh-consumidos/> . Acesso em 10 mar. 2023.

SONI, S. **Solar PV Plant Model Validation for Grid Integration Studies**. [S.l.]: MSc - Arizona State University - Arizona, 2014.

TAYLOR, C. **Power System Voltage Stability**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series).

VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. [S.l.]: Springer US, 2007. (Power Electronics and Power Systems).

WANG, X.; BLAABJERG, F. Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: concept, modeling, and analysis. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.l.], v. 10, n. 3, p. 2858–2870, May 2019.

WECC. **WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide**. [S.l.: s.n.], 2014.

WECC. **Central Station PV Plant Model Validation Guideline**. [S.l.: s.n.], 2017.

WECC. **Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline**. [S.l.: s.n.], 2019.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** [S.l.]: Oficina de Textos, 2012.

ANEXO A MODELOS GENÉRICOS WECC PARA GERAÇÃO SOLAR

Tabela 8 – Parâmetros do modelo REGC_A.

Parâmetro	Descrição	Faixa Típica
Tftr	Constante de tempo de atraso do filtro de tensão (para LVPL) em segundos	0,02 - 0,05
Lvpl1	Ponto de interrupção de ganho LVPL (corrente pu/ tensão pu)	1,1 - 1,5
Zerox	Valor de tensão que aciona/interrompe atuação do LVPL (tensão pu) - Ativo se Lvplsw = 1	0,02 - 0,5
Brkpt	Cruzamento de zero LVPL (tensão pu) - Ativo se Lvplsw = 1	0,05 - 0,9
Lvplsw	Habilitar (1) ou desabilitar (0) lógica de controle de energia durante afundamento de tensão	1 ou 0
rrpwr	Inclinação da rampa de corrente ativa na recuperação de tensão (pu/s)	1 - 20
Tg	Constante de atraso do regulador de corrente do inversor (s)	0,02 - 0,05
Vtmax	Limite de tensão para lógica de clamp de alta tensão (pu)	0,02 - 0,05
lvpt0	Ponto de interrupção de gerenciamento de corrente ativa de baixa tensão (pu)	0,05 - 0,4
lvpt1	Ponto de interrupção de gerenciamento de corrente ativa de baixa tensão (pu)	0,1 - 0,8
Iqrmax	Taxa máxima de variação da corrente reativa (pu / s)	1 - 999
Iqrmin	Taxa mínima de mudança de corrente reativa (pu / s)	-999 - -1

Fonte: Adaptado de (WECC, 2019).

Tabela 9 – Parâmetros do modelo REEC_A

Parâmetro	Descrição	Faixa Típica
Pfflag	Controle Q (0) ou PF (1) local	1 ou 0
Vflag	Controle Q (0) ou controle de tensão (1) local	1 ou 0
Qflag	Controle de potência reativa habilitado (0) ou (1) ciclo interno do regulador de tensão	1 ou 0
Pqflag	Prioridade para corrente reativa (0) ou corrente ativa (1)	1 ou 0
Trv	Constante (s) de tempo de tensão do barramento terminal	0,02
Vdip	Tensão de disparo de condição de baixa tensão (pu)	0 - 0,9
Vup	Tensão de disparo de condição de alta tensão (pu)	1,1 - 1,3
Vref0	Tensão de referência para injeção de corrente reativa (pu)	0
Vref1	Referência/polarização definida pelo usuário no controle de tensão do loop interno (o valor padrão é zero) (pu)	0
dbd1	Banda morta de sobretensão para injeção de corrente reativa (pu)	-0,1 - 0
dbd2	Banda morta de subtensão para injeção de corrente reativa (pu)	0 - 0,1
Kqv	Ganho de injeção de corrente reativa durante afundamento de tensão e/ou sobretensão (pu / pu)	0 - 20
Iqhl	Injeção máxima de corrente reativa durante afundamento de tensão (pu)	1 - Imax
Iqll	Injeção de corrente reativa mínima durante afundamento de tensão (pu)	-Imax - -1
Tp	Constante (s) de tempo de filtro de potência ativa	0 - 1
Qmax	Potência reativa máxima quando Vflag = 1 (pu)	0 - 1
Qmin	Potência reativa mínima quando Vflag = 1 (pu)	-1 - 0
Kqp	Ganho proporcional do regulador Q local (pu / pu)	0 - 999
Kqi	Ganho integral do regulador Q local (pu / pu-s)	0 - 999
Vmax	Tensão máxima no barramento do terminal do inversor (pu)	1,05 - 1,1
Vmin	Tensão mínima no barramento do terminal do inversor (pu)	0,8 - 0,95
Kvp	Ganho proporcional do regulador de tensão local (pu / pu)	0 - 999
Kvi	Ganho integral do regulador de tensão local (pu / pu-s)	0 - 999
Tiq	Constante (s) de tempo do regulador de corrente reativa	0 - 0,02
Tpord	Constante (s) de tempo do comando de potência ativa do inversor	0,02 - 1,0
Pmax	Potência ativa máxima (pu)	1 - 1,15
Pmin	Potência ativa mínima (pu)	0 - 0,05
dPmax	Limite de aumento de potência ativa (pu/s)	0,1 - 99
dPmin	Limite de redução de potência ativa (pu/s)	-99 - -0,1
Imax	Corrente aparente máxima (pu)	1 - 2
vq1		
iq1		
vq2		
iq2		
vq3		
iq3		
vq4		
iq4	Estes são os limites dependentes da tensão na corrente ativa e reativa. Não há um conjunto típico de valores.	N/A
vp1	Valores devem ser baseados nos dados do fabricante.	
ip1		
vp2		
ip2		
vp3		
ip3		
vp4		
ip4		

Fonte: Adaptado de (WECC, 2019).

Tabela 10 – Variáveis internas do modelo REEC_A

Variável	Descrição
Vt	Tensão terminal (pu, da solução de rede)
Vt_filt	Tensão do terminal filtrada (pu)
Voltage_dip	Condição de condução de baixa / alta tensão (0 = normal, VRT = 1)
Pe	Potência ativa do inversor (pu)
Pref	Referência de potência ativa do inversor (pu, da solução de fluxo de potência ou do modelo do controlador da planta)
Pfaref	Ângulo do fator de potência inicial do inversor (da solução de fluxo de potência)
Qgen	Potência reativa do inversor (pu)
Qext	Referência de potência reativa do inversor (pu, da solução de fluxo de potência)
Iqinj	Injeção de corrente reativa suplementar durante o evento VRT (pu)
Ipmax	Corrente ativa dinâmica máxima (pu)
Ipmin	Corrente ativa mínima (0)
Iqmax	Corrente reativa dinâmica máxima (pu)
Iqmin	Corrente reativa dinâmica mínima (pu, = -iqmax)
Ipcmd	Comando de Corrente ativa (pu)
Iqcmd	Comando de Corrente reativa (pu)

Fonte: Adaptado de (WECC, 2019).

Tabela 11 – Parâmetros do modelo REPC_A.

Parâmetro	Descrição	Faixa Típica
Refflag	Potência reativa no nível da planta (0) ou controle de tensão (1)	1 ou 0
VcompFlag	Droop de potência reativa (0) ou compensação do droop de linha (1)	1 ou 0
Freqflag	Controle de frequência desabilitar (0) ou habilitar (1)	1 ou 0
Tfltr	Constante de tempo do filtro de tensão e potência reativa, seg.	0,02 - 0,05
Kp	Ganho proporcional do regulador Volt/VAr, p.u.	0 - 20
Kq	Ganho integral do regulador Volt/VAr, p.u.	0 - 10
Tft	Constante de tempo de avanço de saída Q do controlador da planta, seg.	0
Tfv	Constante de tempo de atraso de saída Q do controlador da planta, seg.	0,02 - 0,2
Vfrz	Tensão para congelamento Integrador do regulador Volt/VAr, p.u.	0 - 0,9
Rc	Resistência de compensação de droop de linha quando VcompFlag = 1, p.u.	0
Xc	Reatância de compensação de droop de linha quando VcompFlag = 1, pu.	0 - 0,05
Kc	Ganho Droop reativa quando VcompFlag = 0, p.u.	0 - 0,15
emax	Erro máximo Volt/VAr, p.u.	0,05 - 99
emin	Erro mínimo Volt/VAr, p.u.	-99 - -0,05
dbd	Banda morta de potência reativa quando refflag = 0, p.u. Banda morta de tensão quando refflag = 1, p.u.	0 - 0,1
Qmax	Comando máximo de potência reativa da planta, p.u.	0 - 0,4
Qmin	Comando mínimo de potência reativa da planta, p.u.	-0,4 - 0
Kpg	Ganho proporcional de regulador de droop, p.u.	0 - 10
Kig	Ganho integral de controle de regulador de droop, p.u.	0 - 10
Tp	Constante de tempo do filtro de potência ativa, seg.	0 - 1
fdbd1	Banda morta de sobre-frequência, p.u.	-0,01 - 0
fdbd2	Banda morta de sub-frequência, p.u.	0 - 0,01
femax	Erro de potência máxima no regulador de droop, p.u.	0,01 - 99
femin	Erro de potência mínima no regulador de droop, p.u.	-99 - -0,01
Pmax	Comando de potência ativa máxima da planta, p.u.	1 - 1,15
Pmin	Comando de potência ativa mínimo da planta, p.u.	0 - 1
Tlag	Constante de tempo de atraso de saída P do controlador da planta, seg.	0 - 1
Ddn	Regulador droop de sobrefrequência, p.u.	0 - 30
Dup	Regulador droop de subfrequência, p.u.	0 - 30

Fonte: Adaptado de (WECC, 2019).

Tabela 12 – Variáveis internas do modelo REPC_A

Variável	Descrição
Vreg	Tensão de barramento regulada (pu, da solução de rede)
Vref	Tensão inicial de barramento regulada (pu, da solução de fluxo de potência)
Ibranch	Corrente de para compensação de droop de linha (pu)
Qbranch	Potência reativa do fluxo de potência para regulação Q da planta (pu)
Qref	Potência reativa inicial (pu, da solução de fluxo de potência)
Qext	Comando de potência reativa do controlador da planta (pu)
Pbranch	Potência ativa do fluxo de potência para regulação P da planta (pu)
Plant_pref	Potência ativa inicial (pu, da solução de fluxo de potência)
Freq	Desvio de frequência (pu, da solução de rede)
Freq_ref	Desvio de frequência inicial (0)
Pref	Comando de potência ativa do controlador da planta (pu)

Fonte: Adaptado de (WECC, 2019).

ANEXO B MODELO GENÉRICO WECC PARA GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA

Tabela 13 – Parâmetros do modelo DER_A.

Parâmetro	Descrição	Valor Típico
Trv	Constante (s) de tempo de tensão do barramento terminal	0,02
dbd1	Banda morta de sobretensão para injeção de corrente reativa (pu)	-99
dbd2	Banda morta de subtensão para injeção de corrente reativa (pu)	99
kqv	Ganho de injeção de corrente reativa durante afundamento de tensão e/ou sobretensão (pu / pu)	0
vref0	Ponto de ajuste de referência de tensão (pu)	0
tp	Constante de tempo do filtro de potência ativa, seg.	0,02
tiq	Constante de tempo do controle Q (s)	0,02
Ddn	Regulador dropp de sobrefrequência, p.u.	20
Dup	Regulador dropp de subfrequência, p.u.	0
fdbd1	Banda morta de sobre-frequência, p.u.	-0,0006
fdbd2	Banda morta de sub-frequência, p.u.	0,0006
femax	Erro de potência máxima no regulador de droop, p.u	99
femin	Erro de potência mínima no regulador de droop, p.u.	-99
pmax	Comando de potência ativa máxima da planta, p.u.	1
pmin	Comando de potência ativa mínimo da planta, p.u.	0
dpmax	Limite de aumento de potência ativa (pu/s)	99
dpmin	Limite de redução de potência ativa (pu/s)	-99
tpord	Constante de tempo da ordem de potência (s)	5
Imax	Corrente máxima do conversor (pu)	1,2
v10	ponto de corte de tensão para baixa tensão de desligamento dos inversores (pu)	0,44
v11	ponto de corte de tensão para baixa tensão de desligamento dos inversores (pu)	0,49
vh0	ponto de corte de tensão para alta tensão de desligamento dos inversores (pu)	1,2
vh1	ponto de corte de tensão para alta tensão de desligamento dos inversores (pu)	1,15
tv10	temporizador para ponto v10 (s)	0,16
tv11	temporizador para ponto v11 (s)	0,16
tvh0	temporizador para ponto vh0 (s)	0,16
tvh1	temporizador para ponto vh1 (s)	0,16
Vrfrac	Fração do dispositivo que se recupera após a tensão voltar a estar entre v11 <V <vh1	1
fltrp	ponto de corte de frequência para desligamento por baixa frequência dos inversores (pu)	56,5
fhtrp	ponto de corte de frequência para desligamento por alta frequência dos inversores (pu)	62
tfl	temporizador para fltrp (Tfl >Trf) (s)	0,16
tfh	temporizador para fhtrp (s)	0,16
tg	constante de tempo de controle de corrente (s)	0,02
rrpwr	Inclinação da rampa de corrente ativa na recuperação de tensão (pu/s)	2
tv	constante de tempo na saída do desligamento de tensão/frequência (s)	0,02
Kpg	ganho proporcional de controle de potência ativa (pu/pu)	0,1
Kig	ganho integral de controle de potência ativa (pu/pu/s)	10
xe	Impedância reativa da fonte >0 (pu)	0,25
vftb	tensão abaixo da qual o desligamento de frequência é desativado (pu)	0,3
iqh1	Limite máximo de injeção de corrente reativa (pu)	1
iq11	Limite mínimo de injeção de corrente reativa (pu)	-1
Pflag	0 - para controle de Q constante e 1 - controle de fator de potência constante	1
Pqflag	Prioridade para corrente reativa (0) ou corrente ativa (1)	0
Freq_flag	0 - controle de frequência desabilitado; 1 - controle de frequência habilitado	1
Ftripflag	0 - desligamento por frequência desabilitado; 1 - desligamento por frequência habilitado	1
Vtripflag	0 - desligamento por tensão desabilitado; 1 - desligamento por tensão habilitado	1
typeflag	0 - unidade é um gerador; 1 - unidade é armazenador	1

Fonte: Adaptado de (NERC, 2019).

APÊNDICE A PARÂMETROS DO SISTEMA 33 BARRAS

A.1 Modelos Genéricos da Geração Solar do Sistema 33 barras

Tabela 14 – Parâmetros do modelo REGC_A do gerador 3.

Parâmetro	Descrição	G3
Tftr	Constante de tempo de atraso do filtro de tensão (para LVPL) em segundos	0,02
Lvpl1	Ponto de interrupção de ganho LVPL (corrente pu/ tensão pu)	1,22
Zerox	Valor de tensão que aciona/interrompe atuação do LVPL (tensão pu) - Ativo se Lvplsw = 1	0,4
Brkpt	Cruzamento de zero LVPL (tensão pu) - Ativo se Lvplsw = 1	0,9
Lvplsw	Habilitar (1) ou desabilitar (0) lógica de controle de energia durante afundamento de tensão	1
rrpwr	Inclinação da rampa de corrente ativa na recuperação de tensão (pu/s)	10
Tg	Constante de atraso do regulador de corrente do inversor (s)	0,02
Vtmax	Limite de tensão para lógica de clamp de alta tensão (pu)	2
lvnt0	Ponto de interrupção de gerenciamento de corrente ativa de baixa tensão (pu)	0,4
lvnt1	Ponto de interrupção de gerenciamento de corrente ativa de baixa tensão (pu)	0,8
Iqrmax	Taxa máxima de variação da corrente reativa (pu / s)	0,005
Iqrmin	Taxa mínima de mudança de corrente reativa (pu / s)	-0,005
emax	Erro máximo Volt/VAr, p.u.	0,05 - 99
emin	Erro mínimo de Volt/VAr, p.u.	-99 - -0,05
dbd	Banda morta de potência reativa quando refflag = 0, p.u. Banda morta de tensão quando refflag = 1, p.u.	0 - 0,1
Qmax	Comando máximo de potência reativa da planta, p.u.	0 - 0,4
Qmin	Comando mínimo de potência reativa da planta, p.u.	-0,4 - 0
Kpg	Ganho proporcional de controle de potência ativa, p.u.	0 - 10
Kig	Ganho integral de controle de potência ativa, p.u.	0 - 10
Tp	Constante de tempo do filtro de potência ativa, seg.	0 - 1
fdbd1	Banda morta de frequência negativa, p.u.	-0,01 - 0
fdbd2	Banda morta de frequência superior, p.u.	0 - 0,01
femax	Erro de potência máxima no regulador de queda, p.u.	0,01 - 99
femin	Erro de potência mínima no regulador de queda, p.u.	-99 - -0,01
Pmax	Comando de potência ativa máxima da planta, p.u.	1 - 1,15
Pmin	Comando de potência ativa mínimo da planta, p.u.	0 - 1
Tlag	Constante de tempo de atraso de saída P do controlador da planta, seg.	0 - 1
Ddn	Ganho Regulação de sobrefrequência, p.u.	0 - 30
Dup	Ganho Regulação de subfrequência, p.u.	0 - 30

Tabela 15 – Parâmetros do modelo REEC_A do gerador 3

Parâmetro	Descrição	G3
PFflag	Controle Q (0) ou PF (1) local	1
Vflag	Controle Q (0) ou controle de tensão (1) local	1
Qflag	Controle de potência reativa habilitado (0) ou (1) ciclo interno do regulador de tensão	1
Pqflag	Prioridade para corrente reativa (0) ou corrente ativa (1)	0
Trv	Constante (s) de tempo de tensão do barramento terminal	0,02
Vdip	Tensão de disparo de condição de baixa tensão (pu)	0,4
Vup	Tensão de disparo de condição de alta tensão (pu)	1,05
Vref0	Tensão de referência para injeção de corrente reativa (pu)	0
Vref1	Referência/polarização definida pelo usuário no controle de tensão do loop interno (o valor padrão é zero) (pu)	0
dbd1	Banda morta de sobretensão para injeção de corrente reativa (pu)	-0,05
dbd2	Banda morta de subtensão para injeção de corrente reativa (pu)	0,05
Kqv	Ganho de injeção de corrente reativa durante afundamento de tensão e/ou sobretensão (pu / pu)	0,05
Iqh1	Injeção máxima de corrente reativa durante afundamento de tensão (pu)	1,25
Iql1	Injeção de corrente reativa mínima durante afundamento de tensão (pu)	-1,05
Tp	Constante (s) de tempo de filtro de potência ativa	0,05
Qmax	Potência reativa máxima quando Vflag = 1 (pu)	0,313
Qmin	Potência reativa mínima quando Vflag = 1 (pu)	-0,313
Kqp	Ganho proporcional do regulador Q local (pu / pu)	1
Kqi	Ganho integral do regulador Q local (pu / pu-s)	1
Vmax	Tensão máxima no barramento do terminal do inversor (pu)	1,1
Vmin	Tensão mínima no barramento do terminal do inversor (pu)	0,9
Kvp	Ganho proporcional do regulador de tensão local (pu / pu)	1
Kvi	Ganho integral do regulador de tensão local (pu / pu-s)	1
Tiq	Constante (s) de tempo do regulador de corrente reativa	0,02
Tpord	Constante (s) de tempo do comando de potência ativa do inversor	0,02
Pmax	Potência ativa máxima (pu)	1
Pmin	Potência ativa mínima (pu)	0
dPmax	Limite de aumento de potência ativa (pu/s)	99
dPmin	Limite de redução de potência ativa (pu/s)	-99
Imax	Corrente aparente máxima (pu)	1,2
vq1		
iq1		
vq2		
iq2		
vq3		
iq3		
vq4		
iq4	Estes são os limites dependentes da tensão na corrente ativa e reativa. Não há um conjunto típico de valores.	0
vp1	Valores devem ser baseados nos dados do fabricante	
ip1		
vp2		
ip2		
vp3		
ip3		
vp4		
ip4		

Tabela 16 – Parâmetros do modelo REPC_A do gerador 3.

Parâmetro	Descrição	G3
Refflag	Potência reativa no nível da planta (0) ou controle de tensão (1)	0
VcompFlag	Droop de potência reativa (0) ou compensação do droop de linha (1)	1
Freqflag	Controle de frequência desabilitar (0) ou habilitar (1)	1
Tftr	Constante de tempo do filtro de tensão e potência reativa, seg.	0,05
Kp	Ganho proporcional do regulador Volt/VAr, p.u.	0,45
Kq	Ganho integral do regulador Volt/VAr, p.u.	0,025
Tft	Constante de tempo de avanço de saída Q do controlador da planta, seg.	0
Tfv	Constante de tempo de atraso de saída Q do controlador da planta, seg.	0,05
Vfrz	Tensão para congelamento Integrador do regulador Volt/VAr, p.u.	0,9
Rc	Resistência de compensação de droop de linha quando VcompFlag = 1, p.u.	0
Xc	Reatância de compensação de droop de linha quando VcompFlag = 1, pu.	0
Kc	Ganho Droop reativa quando VcompFlag = 0, p.u.	0
emax	Erro máximo Volt/VAr, p.u.	0,05
emin	Erro mínimo Volt/VAr, p.u.	-0,05
dbd	Banda morta de potência reativa quando refflag = 0, p.u. Banda morta de tensão quando refflag = 1, p.u.	0
Qmax	Comando máximo de potência reativa da planta, p.u.	0,313
Qmin	Comando mínimo de potência reativa da planta, p.u.	-0,313
Kpg	Ganho proporcional de regulador de droop, p.u.	0,1
Kig	Ganho integral de controle de regulador de droop, p.u.	0,05
Tp	Constante de tempo do filtro de potência ativa, seg.	0,25
fdbd1	Banda morta de sobre-frequência, p.u.	-0,0006
fdbd2	Banda morta de sub-frequência, p.u.	0,0006
femax	Erro de potência máxima no regulador de droop, p.u.	999
femin	Erro de potência mínima no regulador de droop, p.u.	-999
Pmax	Comando de potência ativa máxima da planta, p.u.	1
Pmin	Comando de potência ativa mínimo da planta, p.u.	0
Tlag	Constante de tempo de atraso de saída P do controlador da planta, seg.	0,1
Ddn	Regulador droop de sobrefrequência, p.u.	25
Dup	Regulador droop de subfrequência, p.u.	0

A.2 Parâmetros Dinâmicos Geradores Síncronos

Tabela 17 – Modelo de Máquina "GENROU" Geradores Síncronos G1 e G2. (Base 500MVA e 250MVA)

Parâmetro	G1	G2
H	4,728	2,56
D	0	0
Ra	0	0
Xd	0,73	2,2395
Xq	0,485	2,161
Xdp	0,304	0,2995
Xqp	0,4845	0,4922
Xdpp	0,2	0,225
Xl	0,15	0,15
Tdop	8,96	6
Tqop	0,31	0,535
Tdopp	0,003	0,03
Tqopp	0,05	0,05

Tabela 18 – Regulador de Tensão "IEEET1" Geradores Síncronos G1 e G2. (Base 500MVA e 250MVA)

Parâmetro	G1	G2
Tr	0	0
Ka	20	20
Ta	0,2	0,2
Vrmax	3	3
Vrmin	-3	-3
Ke	1	1
Te	0,315	0,314
Kf	0,063	0,063
Tf	0,35	0,35
E1	2,8	2,8
SE1	0,30338	0,30338
E2	3,73	3,73
SE2	1,2884	1,2884

Tabela 19 – Regulador de Frequência "TGOV1" Geradores Síncronos G1 e G2. (Base 500MVA e 250MVA)

Parâmetro	G1	G2
R	0,05	0,05
T1	0,5	0,5
Vmax	1	1
Vmin	0	0
T2	3	3
T3	10	10
Dt	0	0

Tabela 20 – Modelo de Máquina "GENSAL" da PCH. (Base 2,5 MVA)

Parâmetro	PCH
H	1
D	0
Ra	0
Xd	1,036
Xq	0,79
Xdp	0,229
Xdpp	0,182
Xl	0,15
Tdop	0,9905
Tdopp	0,0015
Tqopp	0,02

Tabela 21 – Regulador de Tensão "ST1C" da PCH. (Base 2,5 MVA)

Parâmetro	PCH
OEL	1
UEL	1
VOS	1
Tr	0,04
ViMax	99
ViMin	-99
Tc	1
Tb	10
Tc1	0
Tb1	0
Ka	300
Ta	0
VaMax	7,8
VaMin	-6,7
Vrmax	7,8
Vrmin	-6,7
Kc	0,08
Kf	0
Tf	1
Klr	0
Ilr	0

Tabela 22 – Regulador de Frequência "TGOV1" da PCH. (Base 2,5 MVA)

Parâmetro	PCH
R	0,05
T1	0,5
Vmax	1
Vmin	0
T2	2,5
T3	15,5
Dt	0

A.3 Parâmetros do Sistema 33 barras

Tabela 23 – Impedância Transformadores.

Barra	X (pu)
Bus 4	0,0576
Bus 2	0,0625
Bus 9	0,0586
Bus 8	0,1
B118	0,1
B190	0,125
B201	0,25
B251	0,125
B291	0,125
B600	0,6

Tabela 24 – Impedância das Linhas.

De	Para	R(pu)	X(pu)	B(pu)
Bus 5	Bus 4	0,01	0,085	0,176
Bus 6	Bus 4	0,017	0,092	0,158
Bus 7	Bus 5	0,032	0,161	0,306
Bus 9	Bus 6	0,039	0,17	0,358
Bus 7	Bus 8	0,0085	0,072	0,149
Bus 8	Bus 9	0,0119	0,1008	0,209
B100	B200	0,0922	0,0477	0
B110	B114	2,5806	2,0567	0
B600	B110	3,9686	3,3339	0
B114	B118	3,3583	3,366	0
B200	B190	0,164	0,1565	0
B190	B220	2,6226	2,7711	0
B200	B300	0,493	0,2511	0
B300	B250	2,2452	1,7185	0
B260	B290	2,1474	1,779	0
B600	B260	0,203	0,1034	0
B290	B33	2,1334	2,1136	0
B300	B400	0,366	0,1864	0
B400	B600	1,2001	0,9011	0

Tabela 25 – Geração / Carga das barras

Barra	Nom kV	Carga MW	Carga Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Área
Bus1	16,5	0	0	0,11	41,57	1
Bus 2	18	0	0	163	12,38	1
Bus 3	13,8	0	0	160	0	1
Bus 4	230	0	0	0	0	1
Bus 5	230	125	50	0	0	1
Bus 6	230	90	30	0	0	1
Bus 7	230	0	0	0	0	1
Bus 8	230	100	35	0	0	1
Bus 9	230	0	0	0	0	1
B100	13,8	0	0	0	0	2
B110	13,8	0,52	0,24	0	0	2
B114	13,8	0,18	0,05	0	0	2
B118	13,8	0,09	0,04	0	0	2
B190	13,8	0,18	0,12	0	0	2
B191	0,4	0	0	0,1	0	2
B200	13,8	0,1	0,06	0	0	2
B201	0,4	0	0	0,2	0	2
B220	13,8	0,09	0,04	0	0	2
B250	13,8	0,06	0,03	0	0	2
B251	0,4	0	0	0,1	0	2
B260	13,8	0,18	0,07	0	0	2
B290	13,8	0,12	0,07	0	0	2
B291	0,4	0	0	0,1	0	2
B300	0,38	0,09	0,04	2	0	2
B33	13,8	0,06	0,04	0	0	2
B400	13,8	0,12	0,08	0	0	2
B600	13,8	0,12	0,05	0	0	2
B601	0,4	0	0	0,5	0	2