

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

GUILHERME SILVEIRA DE MORAIS

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO E
ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM
RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS**

Porto Alegre
2021

GUILHERME SILVEIRA DE MORAIS

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO E
ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM
RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS**

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: Sistemas de Energia

ORIENTADOR: Profa. Dra. Mariana Resener

COORIENTADOR: Prof. Dr. Maicon Jaderson
Silveira Ramos

Porto Alegre
2021

GUILHERME SILVEIRA DE MORAIS

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO E
ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM
RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS**

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: _____

Profa. Dra. Mariana Resener, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul –
Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Gustavo Marchesan, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Brasil

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Suécia

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner

Porto Alegre, maio de 2021.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria de agradecer aos meus pais, Cláudio e Neuza, por terem não somente me ensinado os mais importantes princípios e valores da vida, mas também por terem estado sempre ao meu lado, me apoiando e me dando suporte nas decisões. Esta conquista é nossa!

Agradeço à minha namorada, Júlia, pela compreensão e pelo apoio incondicional nas minhas escolhas. Mesmo nos momentos mais desafiadores, tu sempre estiveste presente, seja com um conselho, seja com um abraço. Sou muito grato por ter uma pessoa tão incrível ao meu lado.

Aos meus demais familiares, amigos e à família da minha namorada, o meu eterno agradecimento. Vocês também fazem parte desta conquista.

Quero agradecer em especial à minha orientadora professora doutora Mariana Resener e ao meu coorientador professor doutor Maicon Ramos por esta bela parceria que resultou neste trabalho. Nunca imaginei que um e-mail enviado durante o ano de 2018 fosse possibilitar que eu ingressasse no Mestrado, em uma das melhores e mais reconhecidas Universidades do nosso país. Mariana, obrigado pela confiança e por ter permitido que este sonho se tornasse realidade!

Agradeço à UFRGS, por ter me acolhido pelo período de 2 anos e por ter me propiciado o sentimento de orgulho por fazer parte desta instituição centenária.

Aos professores, colegas e funcionários do LASEP (Laboratório de Sistemas Elétricos de Potência) pelas experiências e conhecimentos compartilhados.

À empresa DIGSILENT, por ter fornecido uma licença acadêmica para uso do programa PowerFactory.

Por fim, agradeço à CAPES pelo apoio financeiro prestado.

RESUMO

A conexão de recursos energéticos distribuídos (REDs) em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) traz novas questões técnicas que devem ser analisadas e debatidas pelas distribuidoras e pelos operadores do sistema. Compreender os impactos no comportamento dinâmico do SDEE, causados pela integração dos REDs, é fundamental para garantir a operação dentro dos critérios de qualidade e segurança estabelecidos pelos órgãos reguladores. Dentro deste contexto, este trabalho apresenta a avaliação da proteção e estabilidade transitória de um sistema de distribuição desbalanceado, composto por uma versão modificada do sistema de 34 nós do IEEE, sendo conectados um gerador síncrono (GS) e quatro plantas de geração solar fotovoltaica (PVs). Além disso, foram implementadas funções de proteção satisfazendo os requisitos de desempenho quanto a seletividade, confiabilidade e sensibilidade, de forma a garantir a segurança do sistema. Através de simulações no programa *DIgSILENT PowerFactory*, a estabilidade transitória e a influência do sistema de proteção foram avaliados considerando diferentes eventos, os quais incluem faltas, operação de religador, ilhamento e variação no número de PVs conectadas no sistema. Limites operacionais relacionados a tensão, frequência e esforços torcionais no GS são levados em consideração nos casos simulados. Os resultados mostram mudanças no perfil de tensão ao longo do alimentador frente à variação da quantidade de PVs conectadas no sistema, e que o sistema é capaz de permanecer ilhado quando a carga do alimentador é próxima da geração. Ainda, considerando o esquema de proteção implementado, foi possível atender os limites operacionais em grande parte dos casos simulados.

Palavras-chave: Geração distribuída, estabilidade, sistema de proteção, rede de distribuição, sistema desbalanceado, DIgSILENT.

ABSTRACT

The connection of distributed energy resources (DERs) in power distribution systems (PDSs) brings new technical issues that must be analyzed and discussed by power distribution utilities and system operators. Understanding the impacts on the dynamic behavior of the PDS, caused by the integration of the DER, is fundamental to guarantee the operation within the quality and safety criteria established by regulatory agencies. Within this context, this work presents the evaluation of protection and transient stability of an unbalanced distribution system, composed of a modified version of the 34-node IEEE system, with a synchronous generator (SG) and four photovoltaic solar generation plants connected (PVs). In addition, protection functions have been implemented to satisfy the performance requirements in terms of selectivity, reliability and sensitivity, in order to guarantee the safety of the system. Through simulations in the DIgSILENT PowerFactory program, the transient stability and the influence of the protection system were evaluated considering different events, which include faults, recloser operation, islanding and variation in the number of PVs connected to the system. Operational limits related to voltage, frequency and torsional efforts in the SG are taken into account in the simulated cases. The results show changes in the voltage profile along the feeder due to the variation in the number of PVs connected in the system and that the system is able to remain islanded when the feeder load is close to generation. Still, considering the protection scheme implemented, it was possible to attend the operational limits in most of the simulated cases.

Keywords: Distributed generation, stability, protection system, distribution network, unbalanced system, DIgSILENT.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Crescimento anual de instalações de GD no Brasil.	18
Figura 2 –	Classificação da estabilidade no sistema elétrico.	27
Figura 3 –	Sistema de excitação.	32
Figura 4 –	Representação da excitação ST.	34
Figura 5 –	Representação de um turbogerador a vapor.	35
Figura 6 –	Diagrama de blocos do controle de uma turbina a vapor.	36
Figura 7 –	Controlador de velocidade <i>droop</i> para 5%.	37
Figura 8 –	Controlador de velocidade no modo <i>isócrono</i>	38
Figura 9 –	Representação unifilar da proteção de sobrecorrente.	40
Figura 10 –	Curvas de corrente versus tempo do IEC.	41
Figura 11 –	Variação de frequência: condições de operação.	42
Figura 12 –	Representação da operação da função 67.	45
Figura 13 –	Característica tempo versus corrente de fusão dos elos fusíveis K.	46
Figura 14 –	Índices de Desempenho para uma resposta ao degrau.	49
Figura 15 –	Diagrama unifilar do sistema de 34 nós do IEEE.	57
Figura 16 –	Modelo do regulador de tensão.	58
Figura 17 –	Modelo de turbina térmica com reaquecimento.	59
Figura 18 –	Resposta dinâmica do ST2A.	61
Figura 19 –	Resposta dinâmica do TGOV1.	62
Figura 20 –	Resposta dinâmica para o controle do AVR diante de um curto 3F.	63
Figura 21 –	Resposta dinâmica do TGOV1 para uma falta 3F no terminal do gerador.	64
Figura 22 –	Localização dos respectivos dispositivos de proteção.	66
Figura 23 –	Dispositivos de proteção próximos à subestação.	68
Figura 24 –	Coordenograma das proteções no nó 800.	69
Figura 25 –	Proteções próximas ao GS.	71
Figura 26 –	Coordenograma das proteções no ponto de conexão do GS.	72
Figura 27 –	Proteções habilitadas à jusante do religador.	73
Figura 28 –	Alimentador com os nós em destaque para os eventos simulados.	76
Figura 29 –	Status do fusível F2 para cada fase - Caso 1.	77
Figura 30 –	Tensão no terminal do gerador durante o evento - Caso 1.	78
Figura 31 –	Status de cada disjuntor - Caso 2(a).	79
Figura 32 –	Histórico dos eventos - Caso 2(a).	79
Figura 33 –	Coordenograma dos dispositivos de proteção de neutro - Caso 2(a).	80
Figura 34 –	Tensão transitória do GS - Caso 2(a).	81
Figura 35 –	Frequência transitória do GS - Caso 2(a).	82
Figura 36 –	Posição dos disjuntores para uma nova condição de operação - Caso 2(b).	82

Figura 37 – Tensão terminal - Caso 2(b).	83
Figura 38 – Perfil de tensão do alimentador para 4 e 0 PVs em serviço - Caso 3(a).	84
Figura 39 – Tensão terminal para diferentes quantidades de PVs em operação - Caso 3(a).	85
Figura 40 – Tensão do GS para novos ajustes de proteção - Caso 3(b).	85
Figura 41 – Potência ativa e reativa gerada pela PV3 - Caso 3(b).	86
Figura 42 – Posição dos disjuntores - Caso 4.	87
Figura 43 – Potência ativa gerado pelo GS - Caso 4.	87
Figura 44 – Resposta da frequência da máquina síncrona - Caso 4.	88
Figura 45 – Correntes das fases - Caso 5(a).	89
Figura 46 – Posição dos disjuntores - Caso 5(a).	89
Figura 47 – Tensão de campo do gerador síncrono - Caso 5(a).	90
Figura 48 – Posição dos disjuntores sob nova condição de operação - Caso 5(b).	91
Figura 49 – Potência ativa do GS - Caso 5(b).	91
Figura 50 – Frequência no gerador síncrono - Caso 5(b).	92
Figura 51 – Tensão terminal do GS - Caso 5(b).	92
Figura 52 – Tensão no terminal do GS - Caso 6.	93
Figura 53 – Frequência do gerador síncrono - Caso 6.	94
Figura 54 – Posição dos disjuntores - Caso 7.	95
Figura 55 – Potência reativa - Caso 7.	95
Figura 56 – Potência acelerante - Caso 7.	96
Figura 57 – Resposta da frequência do GS - Caso 7(b).	97
Figura 58 – Resposta do ângulo do rotor - Caso 7(b).	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Resumo da revisão da literatura.	23
Tabela 2 –	Conexões típicas para a proteção direcional de fase.	44
Tabela 3 –	Ajustes recomendados para as proteções.	51
Tabela 4 –	Valores típicos para cada curva característica (KINDERMANN, 2005).	52
Tabela 5 –	Limites operacionais	54
Tabela 6 –	Dados do gerador síncrono.	58
Tabela 7 –	Dados do regulador de tensão ST2A.	59
Tabela 8 –	Dados do regulador de velocidade TGOV1.	59
Tabela 9 –	Definição dos Índices de Desempenho (CIGRÉ, 2011).	60
Tabela 10 –	Resumo das proteções implementadas no nó 800.	68
Tabela 11 –	Resumo dos ajustes dos dispositivos próximos ao GS.	71
Tabela 12 –	Resumo das proteções implementadas.	74
Tabela 13 –	Casos avaliados.	76
Tabela 14 –	Análise dos critérios - Caso 1.	77
Tabela 15 –	Análise dos critérios - Caso 2(b).	83
Tabela 16 –	Análise dos critérios - Caso 4.	88
Tabela 17 –	Análise dos critérios para o Caso 5(b).	93
Tabela 18 –	Análise dos critérios para o Caso 7(b).	98

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
AC	Corrente alternada - Alternating current
AVR	Regulador automático de tensão - <i>Automatic Voltage Regulator</i>
CB	Disjuntor - <i>Circuit Breaker</i>
CCT	Tempo Crítico de Eliminação - <i>Critical Clearing Time</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIG	Gerador acionado por conversor - <i>Converter Interfaced Generation</i>
DC	Corrente contínua
RED	Recurso Energético Distribuído
EOL	Central Geradora Eólica
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FP	Fator de Potência
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GOV	Regulador de velocidade
GS	Gerador Síncrono
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
PLL	Loop com bloqueio de fase - <i>Phase-Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSS	Estabilizador do Sistema de Potência - <i>Power System Stabilizer</i>
pu	por unidade
PV	Unidade de geração fotovoltaica

ROCOF	Taxa de variação de frequência - <i>Rate of change of frequency</i>
SD	Equipamento de medição de velocidade - <i>Speed measuring device</i>
SDEE	Sistemas de distribuição de energia elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSR	Ressonância subsíncrona - <i>Subsynchronous resonance</i>
ST	Estático
TC	Transformador de corrente
TF	Transformador de tensão
TP	Transformador de potencial
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UTE	Usina Termelétrica
V-HP	Válvula de alta pressão
V-LP	Válvula de baixa pressão

LISTA DE SÍMBOLOS

J	Momento de Inércia do conjunto rotor-turbina do gerador [kgm^2]
δ	Ângulo do rotor em relação a uma referência girando à velocidade síncrona [rad]
T_m	Torque mecânico [Nm]
T_e	Torque elétrico [Nm]
T_a	Torque de aceleração [Nm]
ω_m	Velocidade angular mecânica [$rad\ mecânicos/s$]
P_m	Potência mecânica [W]
P_e	Potência elétrica [W]
P_a	Potência de aceleração [W]
θ_m	Deslocamento angular em relação a um eixo estacionário [rad]
ω_s	Velocidade síncrona [rad/s]
M	Momento Angular [$kgm^2 \cdot rad/s$]
H	Constante de Inércia [s]
S_{nom}	Potência Nominal [MVA]
ω_{sm}	Velocidade angular síncrona [$rad\ mecânicos/s$]
R	Queda de velocidade ou droop [%]
f_v	Frequência da máquina a vazio [Hz]
f_c	Frequência da máquina com carga [Hz]
f_n	Frequência nominal da máquina [Hz]
DT	Multiplicador de tempo ou Dial
I_{cc}	Corrente de curto-circuito
I_{pickup}	Corrente de ajuste do relé de fase [A]
M_I	Múltiplas da corrente de acionamento
r	Conjugado máximo [$^\circ$]
I_e	Corrente nominal do elo [A]

$I_{m\acute{a}x}$	Corrente máxima de carga [A]
K	Crescimento de carga
$C\%$	Taxa de crescimento anual
$T_{rel\acute{e}}$	Tempo de acionamento do relé de protecao
n	Número de anos previsto
M_p	Sobreoscilacao ou máximo sobressinal
T_r	Tempo de subida
T_s	Tempo de acomodcao ou assentamento
I_{nom}	Corrente nominal [A]
$I_{cc\ 1\phi-min}$	Corrente de curto-circuito mínimo para uma falta fase-terra [A]
E_{FD}	Tensão de campo [pu]
$I_{Npickup}$	Corrente de ajuste do relé de neutro [A]
V_{pri}	Tensão no primário do transformador [V]
V_{sec}	Tensão no secundário do transformador [V]
I_{sec}	Corrente no secundário do transformador [A]
S_{TF}	Potência nominal do transformador [VA]
P_{inst}	Potência instalada [W]
V_{nom}	Tensão nominal [V]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Revisão bibliográfica	19
1.1.1	Estabilidade transitória	19
1.1.2	Sistemas de proteção	22
1.1.3	Análise comparativa	23
1.2	Objetivos	23
1.3	Organização dos capítulos	24
2	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	25
2.1	Estabilidade transitória	25
2.1.1	Estabilidade do ângulo do rotor	26
2.1.2	Estabilidade de tensão	27
2.1.3	Estabilidade de frequência	28
2.1.4	Estabilidade de Ressonância	28
2.1.5	Estabilidade Influenciada por Conversores	29
2.1.6	Equação de oscilação	29
2.2	Influência do AVR e do RV	31
2.2.1	Excitação	32
2.2.2	Regulador de velocidade	34
2.3	Sistema de proteção	39
2.3.1	Função 50/51	39
2.3.2	Função 27 e 59	40
2.3.3	Função 81	41
2.3.4	Função 81 df/dt	43
2.3.5	Função 67	43
2.3.6	Chave fusível	44
3	METODOLOGIA	48
3.1	Sintonia dos reguladores	48
3.1.1	Sintonia do regulador de tensão	49
3.1.2	Sintonia do regulador de velocidade	49
3.1.3	Tempo crítico de eliminação de falta	50
3.1.4	Resposta a uma perturbação	50
3.2	Definição do Sistema de Proteção	51
3.3	Especificação dos eventos	53
3.4	Critérios de análise	54

4	ESTUDO DE CASO	56
4.1	Modelagem do alimentador	56
4.2	Modelo do gerador síncrono	57
4.2.1	Regulador de tensão	58
4.2.2	Regulador de velocidade	58
4.2.3	Sintonia dos reguladores	59
4.3	Modelagem da PV	63
4.4	Modelagem do sistema de proteção	65
4.4.1	Proteção do Alimentador	65
4.4.2	Proteções no ponto de conexão do Gerador Síncrono	68
4.4.3	Chaves Fusíveis	72
4.4.4	Religador - Relé C1	72
4.4.5	Resumo das proteções	74
5	ANÁLISE DE RESULTADOS	75
5.1	Caso 1: Falta fase-terra no nó 822	76
5.2	Caso 2(a): Falta no nó 860	78
5.3	Caso 2(b): caso complementar	81
5.4	Caso 3(a): Variando a quantidade de PVs operando	83
5.5	Caso 3(b): caso complementar	84
5.6	Caso 4: Abertura de CB-A e Ilhamento	86
5.7	Caso 5(a): Falta no nó 800	88
5.8	Caso 5(b): caso complementar	90
5.9	Caso 6: Inclusão de carga no nó 832	93
5.10	Caso 7(a): Falta no nó 828	94
5.11	Caso 7(b): caso complementar	96
6	CONCLUSÃO	99
6.1	Trabalhos Futuros	100
	REFERÊNCIAS	102
	APÊNDICE A TABELA ANSI	107
	APÊNDICE B DADOS DAS CARGAS	108
	APÊNDICE C CÁLCULO DOS FUSÍVEIS	109
C.1	Crescimento de carga K	109
C.2	Chave-fusível F1	109
C.3	Chave-fusível F2	110
C.4	Chave-fusível F3	110
	APÊNDICE D POLARIZAÇÃO DOS RELÉS F67/67N DO ALIMENTADOR	111
D.1	Proteção de Fase no nó 800	111
D.2	Proteção de Neutro no nó 800	111
	APÊNDICE E POLARIZAÇÃO DOS RELÉS F67 NO PONTO DE CONEXÃO DO GS	115
E.1	Proteção de Fase no nó 828	115
E.2	Proteção de Fase no nó do GS	115

APÊNDICE F	DADOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	120
-------------------	--	------------

1 INTRODUÇÃO

Um sistema elétrico de potência (SEP) pode ser dividido em três partes: geração, transmissão e distribuição. A primeira etapa consiste na produção da energia elétrica, seja ela oriunda de recursos renováveis, como a força das águas, dos ventos ou da energia solar; ou através de recursos fósseis, como carvão mineral, gás natural e o petróleo. A transmissão forma o elo entre a fonte geradora e a distribuição, sendo a etapa na qual ocorre o "transporte" de energia entre tais sistemas. A unidade consumidora, localizada na última etapa, é atendida pelas companhias distribuidoras que fornecem a energia elétrica para que possa ser utilizada e consumida.

Com relação aos níveis de tensão no Brasil, as usinas geradoras, geralmente localizadas em pontos mais distantes de grandes consumidores, operam em tensões até 20 kV. A transmissão, conectada à geração por transformadores elevadores, trabalha com uma tensão maior, geralmente superior a 138 kV (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014). Por outro lado, a distribuição ocorre a nível de subtransmissão (69 kV e 138 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2015).

Ao longo dos anos, o setor elétrico se expandiu e estabeleceu importantes conceitos, como a geração centralizada, caracterizada por grandes centrais de produção de energia elétrica. Até o surgimento da geração distribuída (GD), a topologia básica do sistema elétrico era caracterizada por centrais geradoras conectadas aos centros de carga através de longas linhas de transmissão. A nível de distribuição, tinha-se um fluxo de energia unidirecional, sendo o papel do consumidor restrito à utilização (consumo) da energia elétrica.

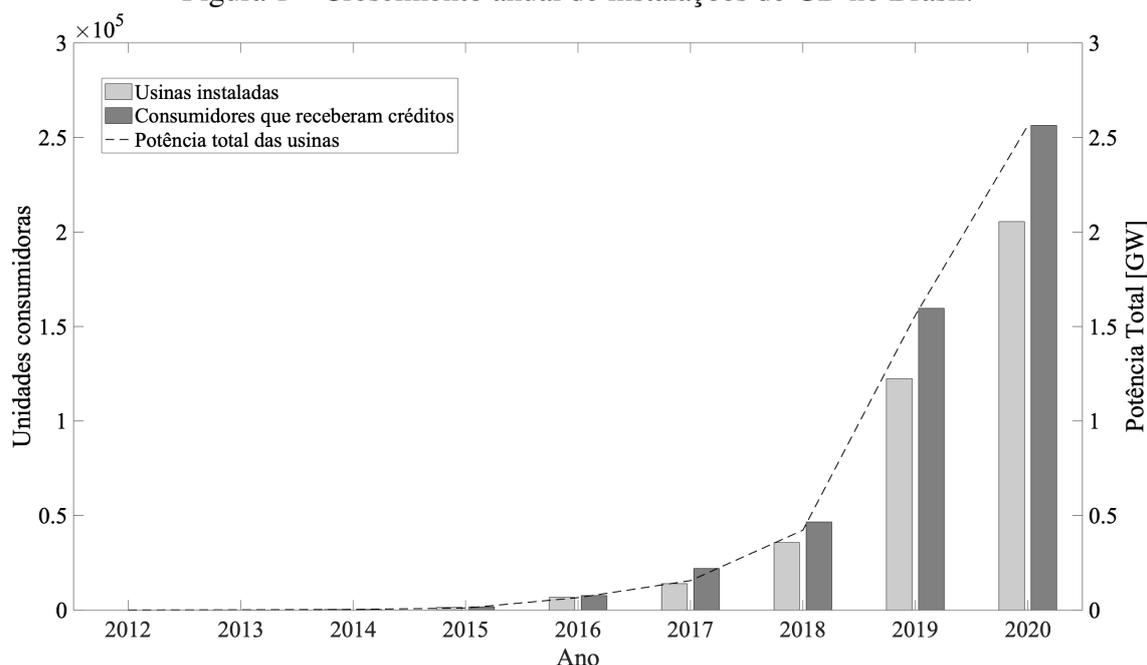
Nos últimos anos, os SEPs têm sofrido grandes transformações, caracterizadas principalmente pela crescente conexão de fontes com tecnologias que envolvam conversores eletrônicos de potência. Ainda, tem-se observado a difusão de recursos energéticos distribuídos (geração distribuída, sistemas de armazenamento e veículos elétricos) que ficam próximos ou até mesmo na própria unidade consumidora. Dada a integração cada vez mais significativa destas novas tecnologias, o estudo e o debate quanto às mudanças no comportamento dinâmico do sistema tem se ampliado no setor elétrico (HATZIARGY-

RIOU *et al.*, 2020).

As distribuidoras têm a responsabilidade de garantir a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica no sistema de distribuição. Dessa forma, a inserção de recursos energéticos distribuídos (REDs) deve ser avaliada, de forma a garantir padrões mínimos de operação, qualidade, confiabilidade e segurança. Neste contexto, estudos de conexão envolvendo regime permanente, estabilidade transitória, proteção e qualidade de energia são fundamentais para analisar os impactos no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), principalmente quanto a resposta da máquina síncrona. Além disso, a presença cada vez mais significativa de REDs traz novos desafios para o gerenciamento e operação do sistema elétrico (BASAK *et al.*, 2012). Dentro deste contexto, uma transformação significativa na forma de planejar, operar e controlar os SDEE vem ocorrendo continuamente.

No Brasil, o número de conexões de REDs vem aumentando após a publicação da Resolução Normativa Nº 687 da ANEEL, que definiu a microgeração, a minigeração e o sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012). Em fevereiro de 2021, o Brasil atingiu o marco de 5 GW de potência instalada de geração distribuída de energia elétrica, quase o dobro do registrado no mesmo período do ano anterior. No entanto, comparando tais dados com o de outros países, como Estados Unidos (EIA, 2020), China (IEA, 2020) e Alemanha (APPUNN; HAAS; WETTENGEL, 2020), o setor ainda possui um importante espaço para aumento da utilização de RED. A Figura 1 apresenta o crescimento anual de novas instalações de RED no Brasil, bem como a quantidade de consumidores que recebem créditos e a potência total das usinas.

Figura 1 – Crescimento anual de instalações de GD no Brasil.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O aumento do número de conexões de REDs em SDEE implica diversas dúvidas quanto à estabilidade do sistema, uma vez que a dinâmica destes sistemas é modificada (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). Assim, estudar os impactos no comportamento dinâmico, causados pela integração dos REDs e da rede, é fundamental para se entender e garantir a operação dentro de critérios de qualidade de energia elétrica estabelecidos pelo órgão regulador. Além disso, uma melhor compreensão permite aperfeiçoar procedimentos relacionados à conexão de REDs nas distribuidoras.

Diversos estudos têm sido desenvolvidos na área, com o intuito de contribuir para um melhor entendimento do assunto, sendo que a análise de estabilidade transitória tem sido essencial para se aferir os impactos nas respostas das máquinas do SEP (RESENER; SALIM; BRETAS, 2012; DIAS *et al.*, 2014; MADRUGA *et al.*, 2018; SIMEON *et al.*, 2019; HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). Logo, esforços tem sido concentrados em modelar e analisar desde a geração ao SDEE sob diferentes condições operacionais.

Neste trabalho, a estabilidade transitória de um gerador síncrono (GS) é analisada diante da conexão de múltiplas REDs. As simulações são realizadas através do programa *DIgSILENT PowerFactory*, onde diferentes cenários são aferidos, como eventos de curto-circuito, ilhamento e inclusão de carga, com o intuito de se verificar o comportamento dinâmico da máquina síncrona e se a mesma alcança um ponto de operação estável. Para tal, limites aceitáveis são estabelecidos e as respostas do gerador são aferidas, no que diz respeito à tensão, frequência, potência ativa e reativa e esforços torcionais. Ainda, é analisado o impacto de sistemas de proteção sobre a estabilidade transitória do sistema.

1.1 Revisão bibliográfica

Nos últimos anos, diversos trabalhos relacionados aos impactos da conexão de geração distribuída em SDEE vem sendo apresentados. Esta seção aborda estudos relacionados à estabilidade transitória e impactos nos sistemas de proteção de SDEE, a fim de contextualizar as contribuições deste trabalho.

1.1.1 Estabilidade transitória

Em (RESENER; SALIM; BRETAS, 2012), uma rede de distribuição equilibrada foi analisada com o objetivo de entender os impactos dos diferentes modos de controle de um gerador síncrono (GS) na estabilidade transitória, tais como: diferentes modos de controle da geração distribuída, alteração do ganho proporcional do controlador de fator de potência, diferentes pontos de operação da geração distribuída, distintos cenários de carregamento do sistema e de potência de geração. O tempo crítico de eliminação de falta foi obtido para diferentes condições de carregamento. A estabilidade transitória de um SDEE desequilibrado foi analisada por Dias *et al.* (2014), através da simulação de diferentes tipos de faltas, com o objetivo de determinar o tempo crítico de eliminação de

falta para diferentes níveis de carregamento do alimentador. Em ambas referências, foi considerado apenas um GS conectado e não foi considerada geração solar fotovoltaica (PV).

Uma metodologia de análise de estabilidade transitória em SDEE é apresentada em (MADRUGA *et al.*, 2018). Neste trabalho, é proposta uma técnica de simplificação de rede para estudos de estabilidade transitória, no qual é criado um modelo representativo para análise dinâmica. Além disso, utiliza-se um critério de seleção das barras para simulações, considerando os dispositivos de proteção característicos dos sistemas de distribuição. Com isso, é realizada a representação de modelos dinâmicos com parâmetros específicos para geração distribuída em redes de distribuição, possibilitando a avaliação de operação monopolar dos equipamentos de proteção em sistemas de distribuição. Por fim, são realizados ajustes dos sistemas de controle em condições de instabilidade com o intuito de se obter um novo ponto de operação estável do sistema. Dados de uma rede real foram utilizados, demonstrando que a metodologia proposta é eficiente na avaliação de SDEE com GD.

Em (LI *et al.*, 2018), os autores estudam o efeito do gerador de indução duplamente alimentado (do inglês *double-fed induction generator* - DFIG) e de PVs na rede de distribuição. Baseado no critério de área equivalente estendida, a estabilidade transitória é avaliada com foco na curva torque-velocidade do DFIG. Em (ZHENG *et al.*, 2018), a estabilidade transitória de um sistema de distribuição é avaliada através da simulação de ilhamentos causados por diversas faltas. Para isso, os autores simularam diversos cenários, nos quais os níveis de penetração de RED eram alterados. Os resultados mostraram que uma maior penetração de GD pode melhorar o desempenho transitório, diminuindo os desvios de frequência/tensão e o tempo de estabilização do sistema. O controle de comutação deve ser executado rápido o suficiente para evitar o colapso do sistema, mas uma velocidade de controle adequada também deve considerar os requisitos de qualidade de energia e as configurações de proteção do sistema.

O impacto da ocorrência de faltas em um SDEE real da Namíbia durante o aumento da penetração de REDs foi avaliado por Simeon *et al.* (2019). A estabilidade transitória foi analisada a partir do comportamento do ângulo do rotor de um gerador síncrono. Os resultados mostraram que uma maior participação de REDs contribuiu para uma melhora na estabilidade transitória, uma vez que foram observadas menores excursões do ângulo do rotor.

Os impactos da geração distribuída foram analisados por Chatterjee e Roy (2017). Os resultados da simulação mostram que a GD pode melhorar a estabilidade da tensão, minimizar a perda total do sistema, fornecer benefícios econômicos e melhorar a qualidade de energia do sistema. Além disso, a alocação de GD e seus efeitos no sistema também foram analisados.

Hu *et al.* (2015) avaliaram a estabilidade transitória e estática da tensão em uma rede

localizada na China, considerando a conexão de GDs. A relação entre a penetração de GD e a tensão da carga é analiticamente calculada e os limites de penetração são determinados. Através de simulações computacionais, os autores revelam que uma maior penetração pode melhorar a estabilidade da tensão estática do sistema, desde que a penetração de GD seja inferior a 50%.

Londero, Affonso e Nunes (2009) avaliaram os impactos de múltiplas conexões de GD, com diferentes níveis de penetração, no perfil de tensão em regime permanente, perdas e estabilidade transitória. Em relação à análise em regime permanente, a conexão de GDs melhorou o perfil de tensão e reduziu as perdas de potência ativa. Além disso, com uma maior contribuição de potência das plantas de GD, a estabilidade da tensão também é melhorada, dando ao sistema maior capacidade de transferência de potência ativa.

Analisando o sistema de 14 barras do IEEE (IEEE, 1962), Siva, S.Sathieshkumar e Kumar (2020) verificaram a estabilidade transitória com e sem a presença de fontes de energias renováveis (solar e eólica), utilizando dados reais de cargas e de geração. Para isso, foi utilizado o programa ETAP, onde o cálculo de fluxo de carga e as simulações dinâmicas foram reproduzidas. Os resultados mostraram que o sistema se comportou de maneira satisfatória, com níveis de tensão adequados nas análises. A operação dos sistemas PVs e dos parques eólicos mostrou a capacidade das mesmas em reduzir os efeitos transitórios para faltas no sistema. Isto representa um aumento na estabilidade quando comparado com casos onde não há PV conectada no sistema.

O impacto da inserção de geração solar e eólica na estabilidade transitória de um sistema de potência é estudado em (DATTA; KALAM; SHI, 2018), através da simulação dinâmica no programa *DIGSILENT*. Para tanto, geradores distribuídos são conectados em diferentes pontos de forma individual, múltiplos ou híbridos e a resposta do sistema é avaliada diante da perda de uma linha com carregamento elevado e para uma falta fase-terra na rede. São observados impactos positivos e negativos nos estudos, no qual o tipo de GD, o ponto de conexão e o local das faltas são aspectos preponderantes.

Os efeitos da conexão de uma usina solar no tempo crítico de eliminação de faltas (do inglês *Critical Clearing Time* - CCT) é aferido em (KHAN; AZIZ, 2019). Para tal, é simulado um cenário de ilhamento de uma microrrede industrial. Inicialmente analisa-se apenas uma planta PV com um gerador síncrono no sistema. Posteriormente, múltiplas PVs são distribuídas em pontos aleatórios da rede. Para ambos casos estudados, a parcela de penetração da PV é gradativamente aumentada e efeitos no valor de CCT são observados. No primeiro caso analisado, os resultados mostraram que o valor de CCT aumentou com a presença da PV, enquanto que no segundo caso o valor diminuiu diante de múltiplas GDs.

1.1.2 Sistemas de proteção

A análise de estabilidade transitória possui grande importância na elaboração de restrições de desempenho em sistemas de energia e possuem impacto na parametrização de dispositivos de proteção. Desta forma, a estabilidade transitória de uma rede real de distribuição é analisada em (FARKHANI *et al.*, 2019), no qual os autores avaliam o impacto das unidades de GD no sistema e os ajustes necessários nos parâmetros de proteção do relé de sobrecorrente. Para isso, são avaliados casos nos quais ocorrem faltas em diferentes pontos do sistema elétrico. Posteriormente, as restrições operacionais das plantas de GD são consideradas no estudo de coordenação dos relés. A simulação é realizada no programa *DIgSILENT*, onde uma rede real de distribuição com dois geradores de 4 MW cada é considerada.

Razavi *et al.* (2019) avaliaram métodos de regulação de tensão na presença de unidades de GD, bem como o impacto dos mesmos na proteção do sistema. Para isso, é realizada uma grande revisão da literatura quanto aos problemas causados pela integração de GD na proteção do sistema elétrico de potência, onde são apresentados os principais desafios impostos, bem como propostas soluções para cada caso.

Os impactos da alta penetração de REDs foram avaliados por Mahindara *et al.* (2020), utilizando dados do sistema teste do IEEE de 13 nós. Neste trabalho, a comparação do tipo de GD e a aplicação de faltas em distintos pontos são considerados no projeto do sistema de proteção. Além disso, é investigado o relé de sobrecorrente e o perfil de tensão para se obter um esquema de coordenação de proteção confiável. Os resultados indicaram que, quando uma rede de distribuição é alimentada por geradores baseados em inversores, o comportamento do sistema diante de curto-circuito é alterado, uma vez que o afundamento de tensão é mais severo se comparado ao caso em que se tem um GS conectado. Além disso, GDs conectadas através de conversores contribuem de maneira pouco significativa com a corrente de falta quando comparadas a um GS, o que pode não ser o suficiente para sensibilizar o relé de sobrecorrente.

Um controlador modificado é implementado em um gerador estático numa rede de distribuição, em (SALEM *et al.*, 2017). Tal controle tem o propósito de diminuir problemas na coordenação da proteção de sobrecorrente, diante da contribuição da GD para a corrente de curto-circuito. A proposta de controle é baseada em componentes ortogonais da tensão da rede que permitem um controle de potência modificado e controlado. Através deste controle, a corrente injetada durante a falta é limitada para níveis nominais da GD. Assim, controlando a potência em função da tensão terminal, é possível controlar a corrente num valor desejado. Os resultados mostraram que o controle limitou de maneira satisfatória a corrente injetada e os efeitos da GD na proteção do sistema.

Esquemas de proteção baseados em relés de sobrecorrente instantâneo e de curva inversa são simulados e a estabilidade transitória de unidades de GD são investigados em (KLING, 2007). As simulações mostraram que não há grande benefício em utilizar re-

lés de sobrecorrente de curva inversa em redes de média tensão (MT) em alimentadores de curta extensão e com alta potência de curto-circuito. Utilizando tempos de proteção convencionais, na maioria dos casos, as GDs tornam-se instáveis. Os autores concluem que, a partir da eliminação rápida das faltas ao longo alimentador, é possível manter a operação estável das GDs, sem perda de seletividade.

1.1.3 Análise comparativa

Com o objetivo de comparar as abordagens descritas nesta seção, correlatas com o estudo apresentado nesta dissertação, apresenta-se um resumo na Tabela 1. São apresentadas as referências analisadas (primeira coluna), bem como se o sistema é balanceado ou desbalanceado (segunda e terceira coluna), o tipo de geração distribuída empregado (quarta a sétima coluna) e se o sistema de proteção foi considerado no trabalho (oitava coluna).

Tabela 1 – Resumo da revisão da literatura.

Referência	Sistema ¹		Geração Distribuída ²				Proteção
	SB	SD	CGH	EOL	PV	UTE	
(LONDERO et al., 2009)			✓				
(RESENER et al., 2012)	✓					✓	
(DIAS <i>et al.</i> , 2014)		✓				✓	
(HU <i>et al.</i> , 2015)					✓		
(ZHENG <i>et al.</i> , 2018)					✓	✓	✓
(MADRUGA <i>et al.</i> , 2018)		✓	✓	✓			
(DATTA; KALAM; SHI, 2018)	✓			✓	✓		
(FARKHANI <i>et al.</i> , 2019)						✓	✓
(KHAN; AZIZ, 2019)					✓		
(RAZAVI <i>et al.</i> , 2019)							✓
(SIVA et al., 2020)				✓	✓		
Esta dissertação		✓			✓	✓	✓

¹ Sistema balanceado (SB), Sistema desbalanceado (SD).

² Geração fotovoltaica (PV), Central geradora hidrelétrica (CGH), Usina termelétrica (UTE), Central geradora eólica (EOL).

1.2 Objetivos

Dentro do contexto descrito, o objetivo deste trabalho é contribuir nos seguintes aspectos:

- analisar a estabilidade angular transitória de uma rede de distribuição desequilibrada, diante da conexão de múltiplos REDs, através de simulações computacionais

utilizando o *software DIGSILENT*, ferramenta que permite a simulação dinâmica de sistemas equilibrados e desequilibrados (DIGSILENT, 2020);

- avaliar os impactos no comportamento dinâmico do sistema com o aumento do número de PVs;
- modelar e parametrizar dispositivos de proteção típicos em sistemas de distribuição, a fim de avaliar o comportamento do SDEE sob diferentes eventos.

Espera-se, dessa forma, contribuir para o entendimento dos impactos da conexão de REDs em redes de distribuição, o que pode auxiliar no aperfeiçoamento de procedimentos relacionados ao acesso de REDs.

1.3 Organização dos capítulos

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 2 - Estabilidade transitória e proteção de sistemas de distribuição: são apresentadas importantes definições de estabilidade em sistemas elétricos de potência, desde equacionamentos do gerador síncrono até o comportamento dos controladores dinâmicos na máquina. Além destes, também são abordadas as principais funções de proteção e suas aplicações;

Capítulo 3 - Metodologia: é apresentada a metodologia formulada para análise de estabilidade transitória do sistema, desde a modelagem dos controladores dinâmicos e do projeto do sistema de proteção aos critérios adotados;

Capítulo 4 - Estudo de Caso: são detalhados os dados da rede de distribuição utilizados neste trabalho, assim como a modelagem dos controladores e do sistema de proteção. Todos os testes de validação do sistema são apresentados;

Capítulo 5 - Análise dos Resultados: os resultados obtidos nas simulações dinâmicas no *software DIGSILENT* são apresentados, acompanhados de análises com base em critérios e limites operacionais estabelecidos;

Capítulo 6 - Conclusão: neste capítulo, são realizadas as considerações finais com apontamentos para as principais contribuições deste trabalho, além de sugestões para trabalhos futuros.

2 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A estabilidade é a propriedade de um sistema elétrico em permanecer num estado de equilíbrio sob condições normais de operação ou de alcançar um estado de equilíbrio aceitável após ser submetido a um distúrbio (KUNDUR, 1994). Para atingir tal equilíbrio, é fundamental que as variáveis do sistema retornem aos valores anteriores a perturbação e dentro dos limites operacionais, de forma que o sistema permaneça intacto e operando normalmente (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

O sistema de proteção visa garantir a desconexão do sistema elétrico ou parte dele quando submetido a qualquer distúrbio que o leve a operar fora dos limites operacionais previstos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Desta forma, é fundamental que as proteções atuem rapidamente diante de tais eventos para minimizar riscos à vida humana e danos aos equipamentos que compõem o SEP.

Em sistemas de distribuição com geradores síncronos distribuídos, algumas funções de proteção têm seus ajustes determinados com base em estudos de estabilidade, a exemplo da proteção anti-ilhamento. Ainda, analisar a estabilidade transitória considerando os elementos de proteção torna possível avaliar ajustes e esquemas de coordenação e seletividade, a fim de garantir que o sistema opere dentro de limites aceitáveis. Neste capítulo, são brevemente abordados conceitos relacionados à estabilidade e a sistemas de proteção, os quais servem de embasamento teórico para o estudo de caso apresentado nos Capítulos 4 e 5.

2.1 Estabilidade transitória

O SEP é um sistema altamente não linear, que opera num ambiente que está sob constantes mudanças, onde cargas, geradores, topologias e características operacionais se modificam continuamente. Assim, diante de um distúrbio transitório, a estabilidade do sistema vai depender da natureza do evento (curto-circuito, chaveamento de bloco de cargas, perda de linha de transmissão, desligamento de uma unidade geradora, entre outros), bem como das condições iniciais de operação e do controle dos geradores que permane-

cem em operação. Além disto, a perturbação pode ser de curta ou de longa duração, no entanto, independente do período, da quantidade ou da magnitude dos eventos, é fundamental que a estabilidade seja mantida e que o sistema permaneça operando dentro dos limites adequados (GRIGSBY, 2012).

Geralmente, o problema de estabilidade está relacionado com o comportamento da máquina síncrona após a ocorrência de uma perturbação (ANDERSON; FOUAD, 2003). Considerando que a maior parcela de geração de energia do sistema elétrico é composta por máquinas síncronas, é fundamental que o sincronismo entre os equipamentos permaneça, de forma que as diferenças entre os ângulos de fase dos geradores mantenham-se constantes (KUNDUR, 1994). Sob condições normais de operação e em regime permanente, as máquinas síncronas operam na mesma frequência e fornecem a potência necessária para suprir a carga demandada pelo sistema. Tais condições caracterizam uma operação num ponto estável e que, caso não haja nenhum distúrbio, permanecerá indefinidamente (RESENER, 2011).

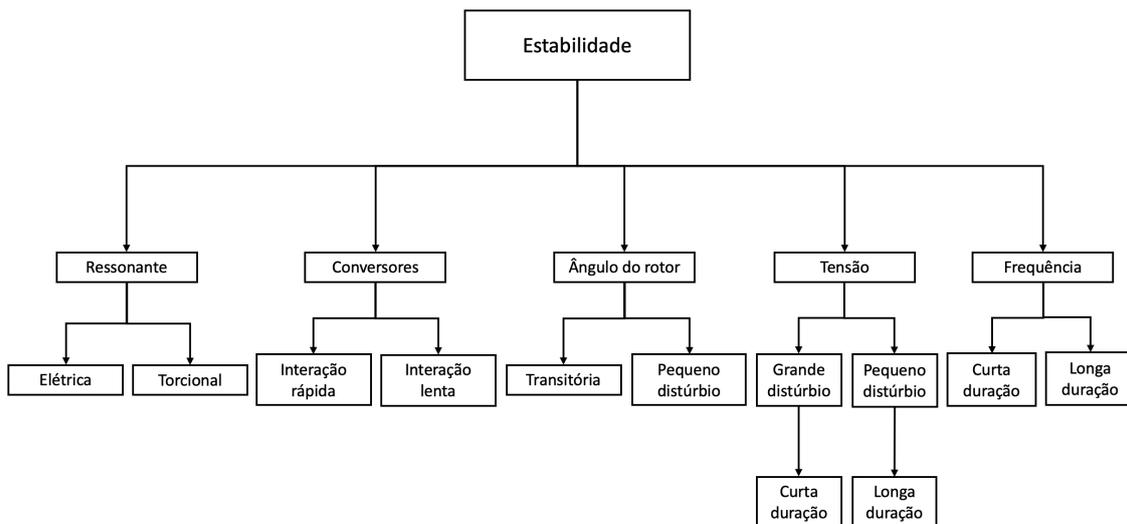
A classificação da estabilidade teve importantes alterações desde a sua primeira definição. Originalmente, a estabilidade era classificada em termos da tensão e do ângulo do rotor (KUNDUR, 1994). Posteriormente, foi acrescido o termo relacionado a estabilidade da frequência (KUNDUR *et al.*, 2004). Em abril de 2020, o Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) divulgou o relatório técnico *Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies* (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020), no qual foram introduzidas duas novas categorias, referentes à "*Estabilidade de Ressonância*" e à "*Estabilidade influenciada por Conversores*". Tais acréscimos são decorrentes do aumento na utilização de geração baseada em conversores.

A inclusão recente de novas definições mostra a relevância que o tema de estabilidade transitória possui nos estudos de sistemas elétricos. Com o avanço na utilização de fontes renováveis e do crescimento de geração distribuída, as características das redes do SEP vem passando por contínuas transformações, o que reforça a necessidade de se analisar as mudanças causadas no comportamento dinâmico do sistema, bem como se avaliar os impactos na rede. Na Figura 2, é apresentado o diagrama esquemático da classificação mais atual do estudo de estabilidade em SEP.

2.1.1 Estabilidade do ângulo do rotor

A estabilidade do ângulo do rotor está relacionada com a capacidade de geradores síncronos interconectados em permanecer em sincronismo tanto sob condições normais de operação quanto diante de um distúrbio de pequena ou de grande magnitude (KUNDUR, 1994). Para tal, deve haver um equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético de cada máquina conectada no sistema. Desta forma, pode-se dizer que a estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas.

Figura 2 – Classificação da estabilidade no sistema elétrico.



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

A instabilidade pode ser causada pelo aumento de oscilações angulares de alguns geradores, levando à perda de sincronismo com os demais geradores do sistema. Assim, o problema de estabilidade angular é centrado nas oscilações eletromecânicas inerentes de um gerador síncrono conectado num sistema elétrico de potência (GRIGSBY, 2012).

Em um sistema multimáquinas interconectadas, o sincronismo entre as mesmas é garantido através de forças restauradoras, que agem quando há forças que tendem a acelerar ou a desacelerar uma ou mais máquinas em relação às demais. Em regime permanente, existe um equilíbrio entre o torque mecânico e o torque elétrico de cada máquina e a velocidade permanece constante (GRIGSBY, 2012). Diante de um distúrbio, tal equilíbrio é afetado, causando uma aceleração ou desaceleração do rotor de cada máquina. Para o caso de um gerador atingir uma velocidade superior à de outra máquina, sua posição angular avançará em relação ao mais lento. Assim, esta diferença angular resultante fará com que parte da carga do gerador mais lento seja transferida para o mais rápido, respeitando a relação potência-ângulo. Com isso, é possível reduzir a diferença de velocidade e angular entre as máquinas (GRIGSBY, 2012).

Além disso, uma queda progressiva da tensão pode também estar associada ao descompasso dos ângulos dos rotores. Segundo Kundur (1994), numa eventual perda de sincronismo entre dois grupos de máquinas, onde os ângulos do rotor se aproximam ou excedam 180° , podem ocorrer colapsos de tensão em pontos intermediários da rede.

2.1.2 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão está atrelada com a capacidade de um SEP em manter o nível de tensão adequado ao longo do sistema em condições normais de operação ou sob influência de algum distúrbio (KUNDUR, 1994). O sistema assume um condição de insta-

bilidade quando ocorre uma perturbação, um aumento de carga ou uma mudança repentina nas condições operacionais que levam a um colapso de tensão. Assim, a instabilidade da tensão decorre da incapacidade do sistema em atender a demanda de potência reativa.

A instabilidade ocorre de distintas formas e seus impactos podem ser aferidos em diversos pontos. Uma das possíveis consequências da instabilidade de tensão é a perda de cargas, abertura de linhas de transmissão ou o desligamento de outros elementos pela atuação da proteção responsável (KUNDUR *et al.*, 2004).

2.1.3 Estabilidade de frequência

A estabilidade de frequência está relacionada com a capacidade do sistema de potência em manter a frequência constante após uma perturbação na rede que possa resultar num desequilíbrio entre a geração e a carga (KUNDUR *et al.*, 2004). Assim, é fundamental que o equilíbrio seja mantido ou restaurado, de maneira que a perda de carga seja a menor possível. A instabilidade pode se dar a partir de grandes oscilações na frequência, ocasionando o desligamento de unidades geradoras ou de algumas unidades consumidoras.

Perturbações de grande magnitude normalmente contribuem para uma maior excursão da frequência, do fluxo de potência e da tensão. Assim, são geradas ações de processos, controles e proteções que não são normalmente modelados na análise transitória ou nos estudos de estabilidade. Tais processos são geralmente lentos ou somente acionados em casos de extremas condições (KUNDUR *et al.*, 2004).

Eventos que causam instabilidade de frequência podem ser de curta ou de longa duração, sendo que os processos e equipamentos podem ter os seus tempos característicos variando desde pequenas frações de segundos a longos minutos. No caso de um eventual ilhamento e atuação da rejeição de cargas, por exemplo, a instabilidade de frequência ocorre no curto prazo. Por outro lado, oscilações no controles de sobrevelocidade da turbina a vapor ou na proteção e controles de caldeira são fenômenos de longo prazo (KUNDUR *et al.*, 2004).

2.1.4 Estabilidade de Ressonância

O conceito de estabilidade de ressonância está vinculado à ressonância subsíncrona (do inglês *subsynchronous resonance* - SSR), podendo estar associada à uma ressonância eletromecânica ou elétrica. A SSR pode se manifestar em decorrência de uma ressonância entre a compensação em série e as frequências de torção mecânica do eixo do gerador turbina; ou por conta de uma ressonância entre a compensação em série e as características elétricas do gerador (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

Nestes casos, a ressonância pode ocorrer entre a rede elétrica compensada em série e os modos mecânicos de oscilações torcionais no eixo do turbina-gerador. Outra possibilidade é por conta de uma ressonância puramente elétrica e denominada efeito gerador de

indução. Assim, a estabilidade de ressonância é subdividida em Ressonância Torcional e Ressonância Elétrica (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

2.1.5 Estabilidade Influenciada por Conversores

A crescente participação dos geradores baseados em conversor (do inglês *converter interfaced generation* - CIGs) na cadeia de geração de energia leva a novos tipos de problemas de estabilidade do sistema de energia. Esses problemas surgem devido ao comportamento dinâmico diferente dos CIGs em comparação com os geradores síncronos convencionais. Os problemas de estabilidade surgem devido às interações entre os controles CIG, redução na inércia total do sistema de energia e contribuição limitada para correntes de curto-circuito do CIG durante falhas (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

Geralmente, CIGs dependem de malhas de controle e algoritmos com tempos de resposta rápidos, como o loop com bloqueio de fase (do inglês *Phase-Locked Loop* - PLL) e as malhas de controle de corrente interna. Neste aspecto, a vasta escala de tempo relacionada aos controles de CIGs pode resultar em acoplamentos que envolvam a dinâmica eletromecânica das máquinas e os transitórios eletromagnéticos da rede. Isto pode acarretar em oscilações instáveis do sistema de potência para uma ampla faixa de frequência (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

Assim, as interações lentas e rápidas são diferenciadas com base nas frequências dos fenômenos observados. Os fenômenos de instabilidade que mostram frequências relativamente baixas são classificados como estabilidade acionada por conversor de interação lenta (normalmente, menos de 10 Hz), enquanto que os fenômenos com frequências relativamente altas são classificados como estabilidade acionada por conversor de interação rápida (normalmente, dezenas a centenas de Hz, e possivelmente em kHz) (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020).

2.1.6 Equação de oscilação

Para análise de estabilidade em SEP, é importante conhecer as equações relacionadas à inércia rotacional e as que descrevem o efeito do desbalanço entre os torques eletromagnético e mecânico das máquinas síncronas (KUNDUR, 1994). Desta forma, compreender a equação de oscilação é fundamental para se observar e avaliar o comportamento da estabilidade de um gerador síncrono.

Qualquer torque desbalanceado atuando no rotor implicará em uma aceleração ou desaceleração do eixo, conforme a Segunda Lei de Newton:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a, \quad (2.1)$$

onde:

J momento de inércia do conjunto rotor-turbina do gerador [$kg \cdot m^2$];

δ_m ângulo do rotor em relação a uma referência girando à velocidade síncrona expresso em radianos mecânicos [rad];

T_m torque mecânico [Nm];

T_e torque elétrico [Nm];

T_a torque de aceleração [Nm].

O torque mecânico e o torque elétrico são considerados positivos quando a máquina está operando como gerador. Ou seja, T_m atua de forma a acelerar o rotor no sentido positivo de rotação de θ_m , que é o deslocamento angular do rotor em relação a um eixo estacionário. Por outro lado, T_e tende a atuar no sentido contrário. Assim, se o torque mecânico for maior que o elétrico, o torque de aceleração T_a será positivo. Caso contrário, a máquina sofrerá uma desaleração. Ao se analisar em regime permanente, ambos os torques mecânico e elétrico são iguais e o de aceleração é nulo. Assim, não havendo efeitos da aceleração ou da desaleração, é dito que a máquina opera com velocidade constante, também conhecida como *velocidade síncrona*.

Sabendo-se que a potência é igual ao produto entre o torque e a velocidade angular, a equação (2.1) pode ser reescrita como:

$$J\omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a, \quad (2.2)$$

onde:

ω_m velocidade angular mecânica [radianos mecânicos/s];

P_m potência mecânica [W];

P_e potência elétrica entregue pelo gerador [W];

P_a potência de aceleração [W].

O momento angular M é definido pelo produto $J\omega_m$ e é comumente chamado de *constante de inércia* na velocidade síncrona ω_s . Assim, tem-se que:

$$J\omega_m \cong J\omega_s = M, \quad (2.3)$$

onde:

M é dado em [$kg \cdot m^2 \cdot rad/s$];

ω_s é a velocidade síncrona em radianos elétricos por segundo [rad/s].

Contudo, em estudos de estabilidade podem ser utilizados outros parâmetros, tais como a constante de inércia H e a potência nominal do equipamento em MVA. A constante de inércia pode ser obtida pela seguinte expressão:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{sm}^2}{S_{nom}}, \quad (2.4)$$

onde S_{nom} é a potência nominal trifásica em MVA e ω_{sm} a velocidade angular síncrona em radianos mecânicos por segundo.

A partir das equações (2.3) e (2.4), tem-se que:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{nom}. \quad (2.5)$$

Considerando que a potência elétrica injetada na rede é uma função dos ângulos elétricos, relaciona-se os ângulos mecânicos das máquinas com os ângulos elétricos da rede. Assim, é possível estabelecer uma nova equação, conforme segue:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a, \quad (2.6)$$

onde as potências P_e , P_m e P_a são em pu e na mesma base que a constante H ; a velocidade angular síncrona ω_s é dada em radianos elétricos por segundo; e δ é o ângulo do rotor da máquina, que é medido pela diferença angular entre a referência síncrona e o eixo do campo magnético originado pelo enrolamento de campo (eixo direto), expresso em radianos elétricos.

A equação (2.6) é conhecida como a equação de oscilação, que representa justamente o movimento de uma máquina síncrona. É possível separá-la em duas equações diferenciais de primeira ordem, conforme (2.7) e (2.8).

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e, \quad (2.7)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s, \quad (2.8)$$

onde ambas as potências P_e e P_m estão em pu, as velocidades angulares ω e ω_s em radianos elétricos por segundo e o ângulo δ em radianos elétricos.

2.2 Influência do AVR e do RV

Os controladores cumprem um importante papel em manter as máquinas síncronas em um ponto de operação estável. Para tal, eles atuam de forma a garantir que a tensão permaneça nos limites aceitáveis e que a frequência esteja próxima ao seu valor nominal, contribuindo assim para a estabilidade do sistema. Os principais controladores que atuam nestas condições são:

- Controle da excitação (Regulador Automático de Tensão, do inglês: *Automatic Voltage Regulator* ou AVR);

- Controle primário de velocidade (Regulador de velocidade, do inglês: *Speed Governor* ou GOV).
- Estabilizador do Sistema de Potência (do inglês: *Power System Stabilizer* ou PSS).

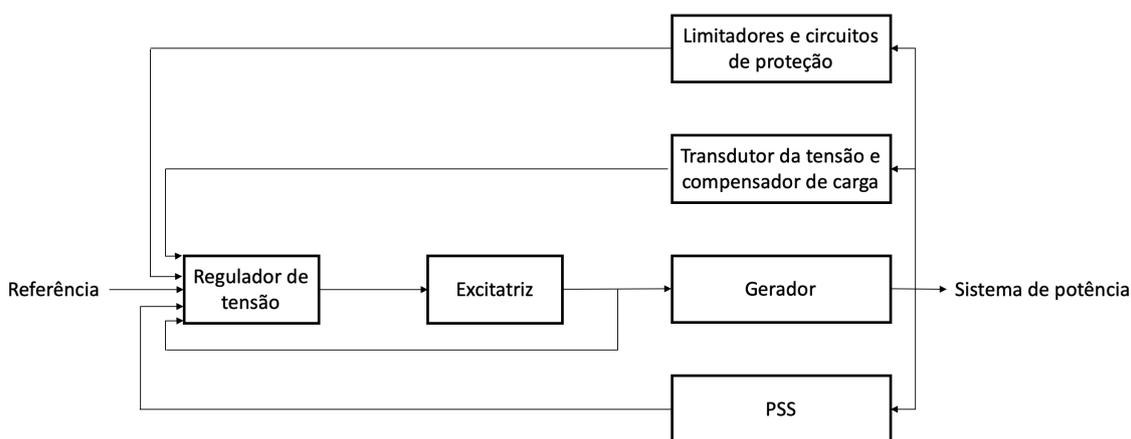
A seguir, o funcionamento e importantes características do controlador de tensão e de velocidade são melhores detalhados.

2.2.1 Excitação

A função principal de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona e controlar a tensão de saída do gerador. Para isso, o controle é realizado utilizando-se um sistema composto pelo regulador automático de tensão (AVR) e pela excitatriz da máquina síncrona. Além disso, a excitação também é responsável pelo controle de injeção de potência reativa e do fator de potência do equipamento e tem importante papel em funções que garantem a melhoria da estabilidade do sistema e a operação adequada do gerador (KUNDUR, 1994).

O tempo de resposta do sistema de excitação deve ser pequeno de modo que o regulador de tensão seja capaz de controlar a tensão no terminal do gerador toda vez que o sistema é submetido a distúrbios ou eventos de curta duração. Na Figura 3, são apresentados os principais componentes que formam o sistema de excitação de uma máquina síncrona.

Figura 3 – Sistema de excitação.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

A excitação de uma máquina síncrona é constituída pelos seguintes elementos:

- Excitatriz, responsável por produzir a energia demandada pelo enrolamento de campo do gerador síncrono em forma de tensão e corrente contínua;
- Regulador de tensão (AVR), cuja função é a de manter a tensão da barra terminal do gerador regulada, dentro de valores permitidos;

- Transdutor da tensão, no qual o sinal de saída corresponde à principal referência de tensão para o sistema de controle da excitação;
- Compensador de carga, que é utilizado no controle de tensão para um ponto interno ou externo ao gerador;
- Estabilizador do sistema de potência (PSS), que consiste num compensador complementar que fornece torque amortecedor adicional para o controle de excitação;
- Limitadores e dispositivos de proteção, que visam garantir a operação adequada do gerador síncrono, sem que os limites da máquina síncrona (curva de capacidade) e do sistema de excitação sejam excedidos.

No caso de uma mudança na tensão de campo, ocorre uma alteração na mesma direção na corrente de campo que em regime permanente é inversamente proporcional à resistência de enrolamento do rotor. Assim, correntes excessivas podem causar sobreaquecimento no enrolamento do rotor, enquanto que correntes muito baixas enfraquecem o acoplamento entre os campos do rotor e do estator, o que pode levar o gerador a perda de sincronismo (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

As primeiras malhas de controle de tensão em sistemas de potência utilizavam a tensão de campo (E_{fd}) constante, com apenas alguns ajustes manuais. No entanto, com o passar dos anos, a tensão de campo passou a ser ajustada por um controle de realimentação para regular a tensão no terminal do gerador. Assim, a dinâmica dos sistemas de excitação é caracterizada conforme a natureza da fonte DC e do arranjo de controle de realimentação (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

No documento elaborado pelo IEEE em Std. 421.1- 2007 (IEEE, 2007), são abordados os principais conceitos relacionados ao sistema de excitação de um gerador síncrono, bem como são apresentados os três tipos básicos de excitação existentes:

- sistema de excitação DC;
- sistema de excitação AC;
- sistema de excitação estático.

O sistema de excitação DC utiliza um gerador de corrente contínua para fornecer corrente ao campo do gerador, através de um comutador acoplado no final do eixo do gerador ou de anéis deslizantes. A excitatriz pode ser acionada por um motor ou pelo eixo do gerador. Além disso, pode ser auto-excitada ou excitada separadamente. Sistemas mais antigos utilizavam equipamentos mecânicos para realizar o controle de excitação de campo, variando um reostato.

O sistema de excitação AC utiliza um gerador de corrente alternada e retificadores estacionários ou rotativos (controlados ou não) para retificar a saída do gerador principal

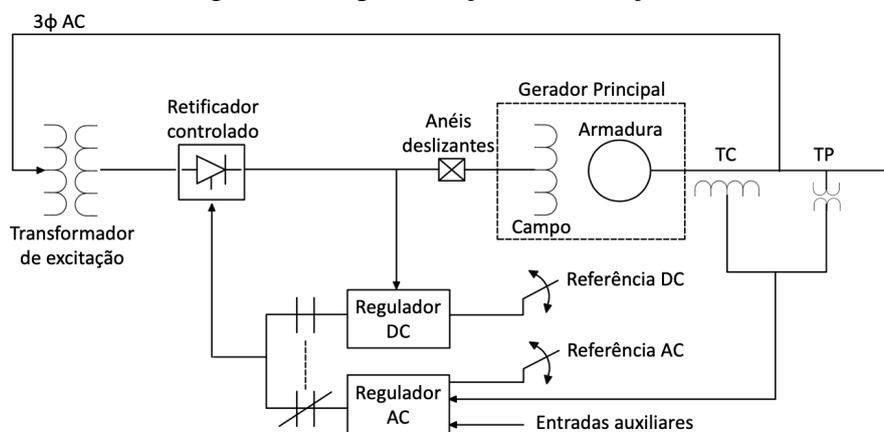
e produzir corrente contínua necessária para o campo. Os primeiros sistemas de excitação AC usavam uma combinação de amplificadores magnéticos e rotativos como reguladores, mas os novos sistemas utilizam a regulação de amplificadores eletrônicos.

No sistema de excitação ST, utilizam-se apenas componentes estáticos. A excitação é geralmente derivada dos terminais do gerador ou de um barramento auxiliar, através de um transformador da excitatriz e de um retificador (de tiristores). Os retificadores fornecem corrente de excitação diretamente ao campo do gerador síncrono principal através de anéis deslizantes. Em alguns casos, pode-se eliminar o uso de transformadores ao se utilizar um barramento auxiliar para a excitação. Atualmente, a excitação ST é a mais utilizada dentre as demais, a partir das seguintes configurações:

- fonte potencial e retificador controlado;
- fonte composta e retificador não controlado;
- fonte composta e retificador controlado.

A Figura 4 ilustra um exemplo de excitação estática.

Figura 4 – Representação da excitação ST.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

2.2.2 Regulador de velocidade

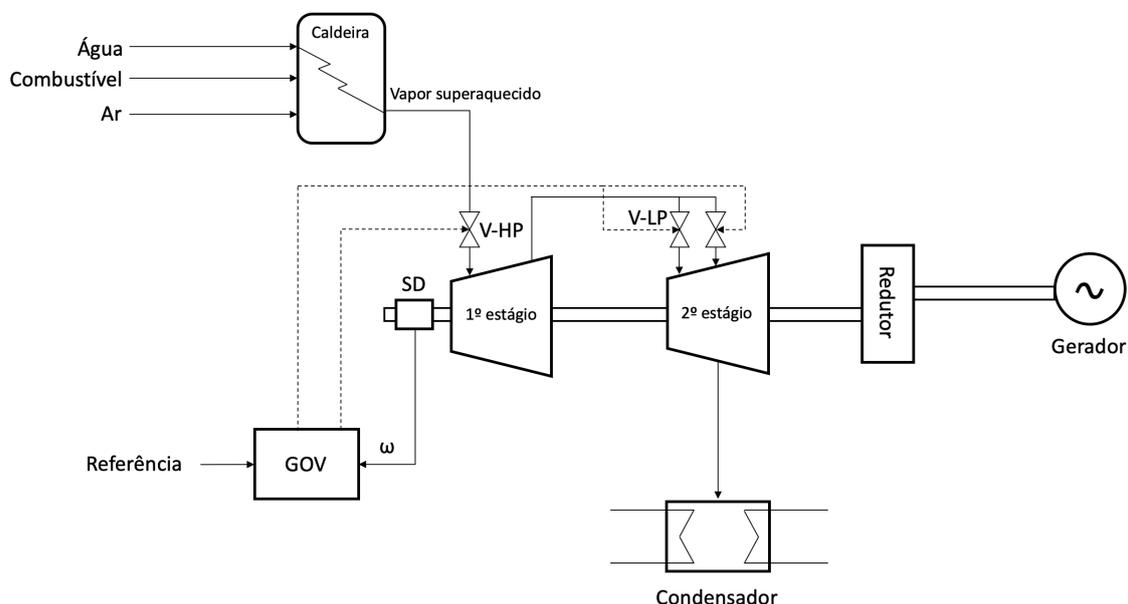
Embora avanços tecnológicos tenham ocorrido no setor elétrico, principalmente em relação ao crescimento da geração oriunda de novas fontes renováveis e do avanço da microeletrônica, muitos conceitos e práticas antigas permanecem sendo aplicados nos dias de hoje. Atualmente, grande parte das unidades geradoras são baseadas em modelos clássicos de fontes primárias de energia elétrica, ou seja, utilizam como recurso principal a energia cinética da água (hidrelétricas), a energia térmica obtida de combustíveis fósseis (termoelétricas) e a energia resultante da fissão nuclear (usinas nucleares). Basicamente, a energia proveniente dessas fontes é convertida em mecânica que, por sua vez, através

de um gerador síncrono acoplado ao eixo da turbina, é transformada em energia elétrica (KUNDUR, 1994).

Para o devido e correto funcionamento destes modelos, é essencial que haja o controle de velocidade. O regulador de velocidade tem o importante papel de controlar a velocidade da máquina primária (turbina) conectada ao gerador, de forma que a frequência seja mantida no seu valor nominal, bem como contribuir para o balanço de carga (potência ativa) do sistema elétrico. No entanto, as características e performance do regulador de velocidade diferem conforme a natureza da planta do gerador.

A representação de uma usina termoeletrica é apresentada na Figura 5. Neste exemplo, o vapor de alta pressão (gerado na caldeira) é admitido no primeiro estágio da turbina, onde a vazão é controlada pela válvula V-HP (do inglês *High Pressure* ou alta pressão). Ao entrar em contato com as palhetas (*blades*) da turbina, o vapor perde pressão, uma vez que está sendo entregue energia cinética ao eixo. Já com uma pressão inferior, o vapor é direcionado para o segundo estágio da turbina, onde o controle da vazão é realizado a partir da válvula V-LP (do inglês *Low Pressure* ou baixa pressão). Por fim, o vapor deixa a turbina e é direcionado para o condensador, onde, após troca térmica, retorna ao estado líquido e é enviado novamente para o processo de aquecimento (caldeira).

Figura 5 – Representação de um turbogerador a vapor.

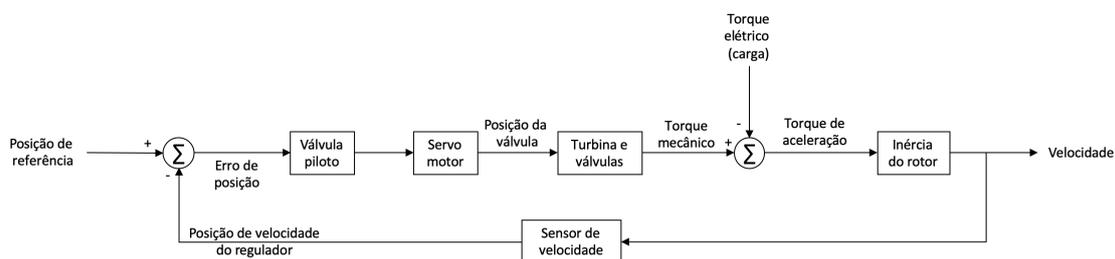


Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

O regulador de velocidade, por sua vez, realiza o controle de velocidade da turbina através do gerenciamento da posição de abertura das válvulas V-HP e V-LP, ou seja, determinando a vazão necessária de vapor em cada estágio da turbina. Para isto, a leitura da velocidade de rotação da máquina é realizada através de um equipamento de medição de velocidade (SD, do inglês, *speed measuring device*). Assim, a partir desta leitura e da atuação sobre as válvulas, é possível controlar a frequência e a carga do gerador.

O diagrama de blocos da malha de controle deste regulador de velocidade é ilustrado na Figura 6. O controle de velocidade consiste basicamente num sistema realimentado, no qual o erro é obtido através da diferença entre a velocidade final obtida no transdutor de velocidade (sensor) e o valor de referência. Para corrigir tal diferença, ocorre a atuação sobre a posição das válvulas que definem a quantidade de vapor a ser admitida na turbina, o que gera um torque mecânico no eixo da máquina. A carga elétrica demandada pelo sistema (torque elétrico) é subtraída do torque mecânico, definindo assim a potência elétrica gerada pela máquina e a sua velocidade.

Figura 6 – Diagrama de blocos do controle de uma turbina a vapor.



Fonte: Adaptado de (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

Em outras palavras, o regulador deve monitorar a velocidade da máquina e diante de qualquer variação de carga do sistema, deve atuar de forma a aumentar ou diminuir a potência mecânica no eixo, toda vez que a sua velocidade se afasta da banda morta. Além disto, é fundamental que num sistema multimáquinas a velocidade esteja próxima à nominal, para que o sistema esteja sempre em sincronismo.

Os reguladores de velocidade dos geradores devem apresentar uma característica chamada de “queda de velocidade” ou “estatismo”. A característica estática do regulador para cada estado de equilíbrio atingido após uma variação de frequência é dada por:

$$\Delta P = \left(-\frac{1}{R} \right) \cdot \Delta f, \quad (2.9)$$

onde:

ΔP variação de potência na saída;

Δf variação de frequência;

sendo a grandeza $1/R$ chamada de energia de regulação da máquina.

O estatismo é definido como a variação da velocidade ao se excursionar a carga de 0 a 100%, expresso em pu da velocidade nominal e é implementado em controladores que visam uma operação estável. Geralmente, utilizam-se valores típicos entre 3 e 5 % (WOODWARD, 1991). A equação (2.10) permite estimar o estatismo (*droop*) do controlador:

$$s = \left(\frac{f_v - f_c}{f_n} \right) \times 100, \quad (2.10)$$

onde:

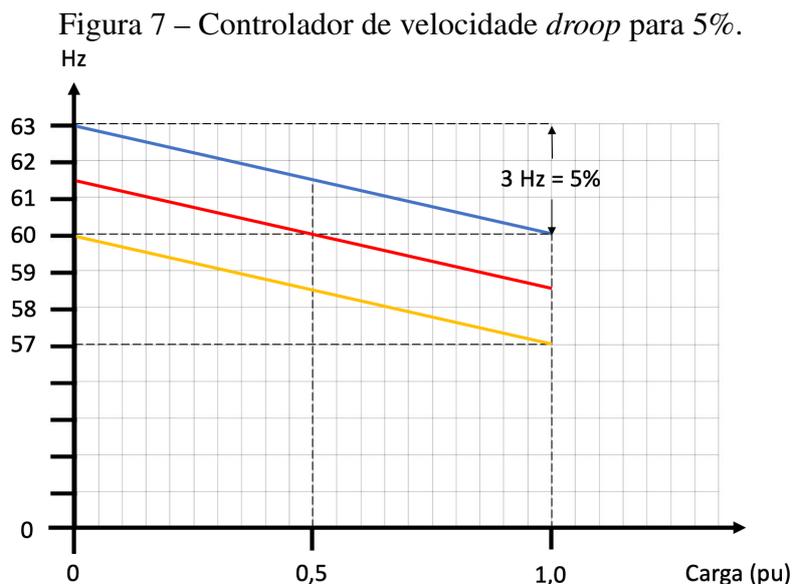
f_v frequência da máquina a vazio [Hz];

f_c frequência da máquina com carga plena [Hz];

f_n frequência nominal da máquina [Hz];

sendo que, em pu, $s = R$.

Na Figura 7, é apresentado um exemplo de regulação para um *droop* de 5% e uma variação de carga de 0 a 1,00 pu, onde são considerados diferentes ajustes iniciais de frequência. Nota-se que quando a frequência diminui, o controlador percebe a diminuição de frequência e aumenta a geração. Neste exemplo, frente a uma variação de frequência de até 3 Hz (5%), a carga aumenta de 0 até 1,00 pu.



Fonte: Elaborado pelo autor.

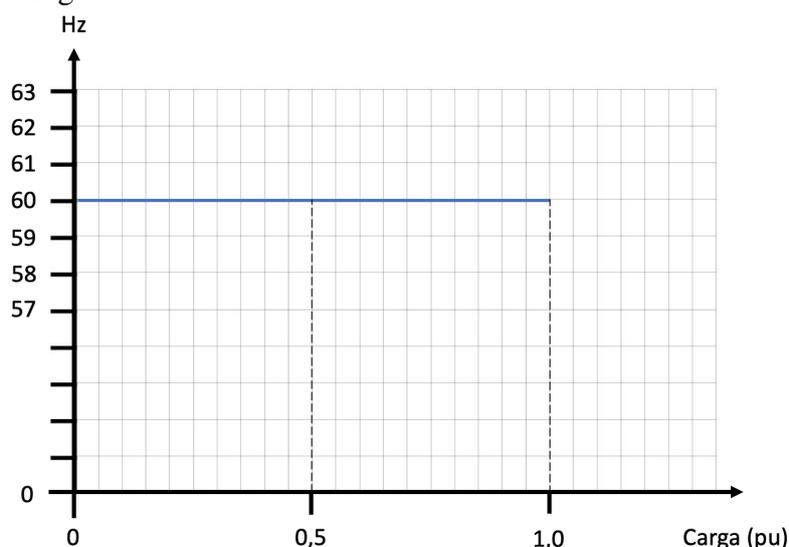
Pelo fato de o modo *droop* acomodar mudanças na frequência, é possível ter vários geradores trabalhando em conjunto, dividindo as cargas proporcionais à potência de cada máquina. Desta forma, se torna extremamente útil quando empregado em redes com vários geradores e ao lidar com cargas com grande variação.

Além deste, há também o modo de controle *isócrono*, que é usualmente utilizado quando o gerador está operando como referência do sistema elétrico, ou seja, a rede elétrica não está conectada com a subestação (operando em ilha). Neste modo, a velocidade da máquina é constante, onde qualquer variação de carga implica numa atuação rápida do controlador para corrigir variações de velocidade e manter a frequência no seu valor nominal. Ou seja, em modo isócrono o controle é baseado na velocidade da máquina,

independente da carga do gerador. Na Figura 8 é apresentada a resposta da frequência em relação a carga do gerador para um controle do tipo isócrono.

No entanto, o uso do modo isócrono pode acarretar em problemas de instabilidade para um sistema com mais de um gerador alimentando diversas cargas, dada a impossibilidade da correta repartição de carga entre as unidades geradoras do sistema (FILHO, 1984).

Figura 8 – Controlador de velocidade no modo *isócrono*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O controle de frequência pode ser dividido em controles interdependentes que atuam de forma ordenada e em diferentes períodos de tempo, de forma a se recuperar o equilíbrio entre carga e geração, o valor nominal da frequência e o intercâmbio entre áreas. Assim, tem-se os seguintes tipos de controle:

- **Regulação Primária:** é a ação automática dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, diante das variações ocorridas na frequência, restabelecendo o equilíbrio entre a geração e a carga sem, no entanto, restabelecer a frequência no valor original, conforme consequência do estatismo, necessário para a repartição de carga entre as unidades;
- **Regulação Secundária ou Suplementar:** é a ação manual ou automática, sobre os reguladores de velocidade das unidades geradoras, com o objetivo de restabelecer a frequência programada do sistema. Quando automática, esta ação é executada pelo Controle Automático de Geração (CAG). A regulação secundária ocorre de forma complementar à ação da regulação primária.

2.3 Sistema de proteção

Normalmente, o sistema de proteção é formado por um conjunto de disjuntores, fusíveis, transformadores de medida e relés. Os relés se destacam por constituírem uma ampla gama de dispositivos que atuam para proteger o sistema sob diferentes tipos de eventos, tais como: sobrecarga, curto-circuito, sobretensão, subtensão, variações de frequência, entre outros distúrbios.

Desde o seu surgimento, por volta de 1901, os relés tem evoluído progressivamente, iniciando pelos relés eletromecânicos, que eram dotados de bobinas e disco de indução, até os mais atuais (digitais), que dispõem de microprocessadores e componentes eletrônicos. No entanto, a sua essência de funcionamento permanece a mesma, no qual cada relé de proteção possui uma ou mais características técnicas que o definem, permitindo exercer diversas funções, desde as mais básicas às mais complexas, e dentro de limites exigidos pelos esquemas de proteção e coordenação (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Para a sua correta operação, o relé recebe informações de corrente e tensão de equipamentos de medição (TC - transformador de corrente; TP - transformador de potencial) instalados na rede. Em seguida, o relé processa tais dados e diante das devidas proteções e funções atribuídas a ele, verifica se alguma destas foi sensibilizada e se tal distúrbio ocorreu dentro de sua zona de proteção. Caso se confirme tais condições, o relé envia um sinal de comando de *trip* (abertura) do disjuntor, realizando assim a desconexão do circuito protegido.

Atualmente, os relés digitais são capazes de atuar para diversas funções de proteção num mesmo equipamento, trazendo mais robustez para o sistema de proteção. Além disso, dada as constantes mudanças que as redes tem sofrido, principalmente em decorrência da conexão de novas fontes de geração distribuída, o uso de relés de proteção se torna fundamental para garantir a confiabilidade, segurança e estabilidade do sistema.

Visando a padronização dos códigos das funções de proteções, o Instituto Nacional Americano de Padrões (do inglês, *American National Standards Institute* - ANSI) criou uma tabela nas quais as proteções são identificadas por uma numeração. Em outras palavras, a tabela possui diferentes códigos (representados por números sequenciais) e complementações (representadas por letras) que definem as proteções existentes no sistema elétrico de potência. A Tabela ANSI é disponibilizada para consulta no Apêndice A.

A seguir, importantes funções que farão parte do escopo de estudo deste trabalho são melhor detalhadas.

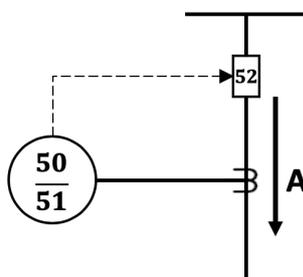
2.3.1 Função 50/51

Também conhecidas como proteção de sobrecorrente instantânea (F50) e proteção de sobrecorrente temporizada (F51). Os eventos de sobrecorrente são os mais comuns que ocorrem nos sistemas elétricos de forma geral e que submetem os componentes elétricos

aos maiores níveis de desgaste e comprometimento de sua vida útil (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). As sobrecorrentes podem ser ocasionadas por sobrecargas no sistema ou por distúrbios que resultem em curto-circuito na rede. Desta forma, a proteção de sobrecorrente é considerada a proteção básica de qualquer sistema de potência, sendo a mais implementada dentre todas.

Seu princípio de funcionamento é bastante simples: toda vez que a corrente medida é superior a um valor previamente ajustado, ocorre a operação do relé de forma a preservar o elemento protegido. Além disso, sua característica de atuação pode ser baseada na relação *tempo versus corrente*, onde existem diversas curvas de operação que variam para cada tipo de relé. Na Figura 9 o diagrama das proteções 50/51 é apresentado.

Figura 9 – Representação unifilar da proteção de sobrecorrente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a função 51, é arbitrada uma corrente de partida (também conhecida como corrente de *pickup*, que corresponde ao valor mínimo de corrente para sensibilizar o relé de proteção. Assim, conforme a curva utilizada no dispositivo, há um tempo de atuação do relé correspondente ao valor de corrente lido pelo TC. Normalmente, os fabricantes dos relés fornecem em seus manuais as curvas com os tempos de atuação em função de múltiplas da corrente de *pickup* (representada pela letra *M*), num gráfico conhecido como coordenograma (dado em escala logarítmica).

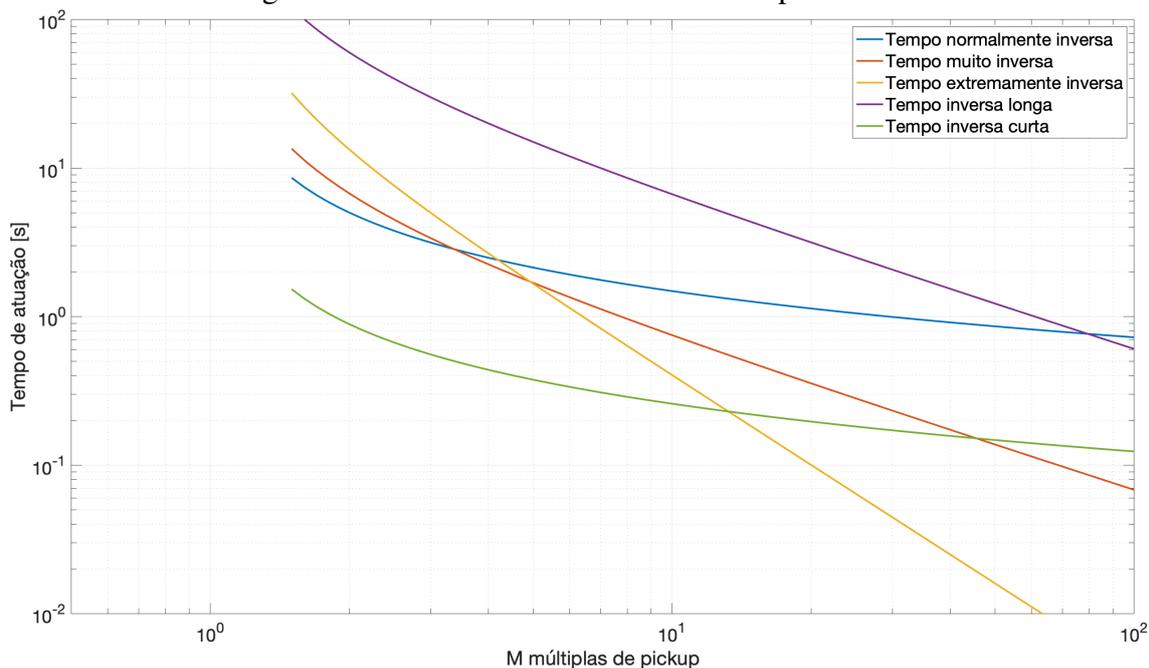
Na Figura 10 são apresentadas as curvas características utilizadas na norma IEC (*International Electrotechnical Commission*), sendo possível visualizar as principais diferenças de operação entre as curvas, no que se refere principalmente ao tempo de atuação e inclinação das mesmas.

Para a função 50, é definido um valor de corrente de *pickup*, que corresponde ao valor mínimo para que atue a proteção instantânea, num instante de tempo também previamente definido. Desta forma, para qualquer valor superior ao ajustado, o tempo de atuação do relé será sempre o mesmo (constante).

2.3.2 Função 27 e 59

A proteção de subtensão (F27) tem por objetivo atuar sob eventos que levem a tensão para valores inferiores ao estabelecido como limite de operação. O afundamento de

Figura 10 – Curvas de corrente versus tempo do IEC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

tensão pode se dar em decorrência da partida de cargas, perda de banco de capacitores, comutação indevida de TAPs do transformador, curto-circuito, entre outros eventos.

Esta função visa proteger máquinas elétricas, principalmente motores e geradores, das quedas de tensão que possam danificar esses equipamentos. Além disso, esta função protege grandes geradores que estão na iminência de perda de estabilidade, desconectando-os da rede. Para tal, os valores de tensão obtidos pelos TPs são processados pelo relé de proteção, que atua diretamente no disjuntor.

De forma análoga à função 27, a proteção de sobretensão (F59) visa proteger um determinado elemento contra tensões elevadas. Caso a tensão obtida no secundário dos TP's supere o valor previamente ajustado, a proteção deve atuar conforme o tempo estabelecido. De maneira geral, sobretensões no SEP podem ser originadas por descargas atmosféricas, chaveamentos e faltas monofásicas.

2.3.3 Função 81

Também conhecida como proteção de frequência (F81), é empregada nos sistemas elétricos para atuar diante de eventos de subfrequência (F81U) e sobrefrequência (F81O). Assim, qualquer distúrbio que leve a frequência para valores que estejam fora dos limites operacionais previamente estabelecidos, o relé deve atuar e abrir o designado disjuntor. A leitura de frequência se dá através de TPs.

Os eventos de frequência geralmente estão atrelados ao desbalanço de potência ativa entre geração e carga demandada. Se não resolvida, a instabilidade na frequência pode resultar na alteração da velocidade das máquinas girantes e no desligamento de um ou

mais blocos de carga. Sua aplicação se torna fundamental, uma vez que o sistema elétrico opera com uma faixa de frequência bastante estreita.

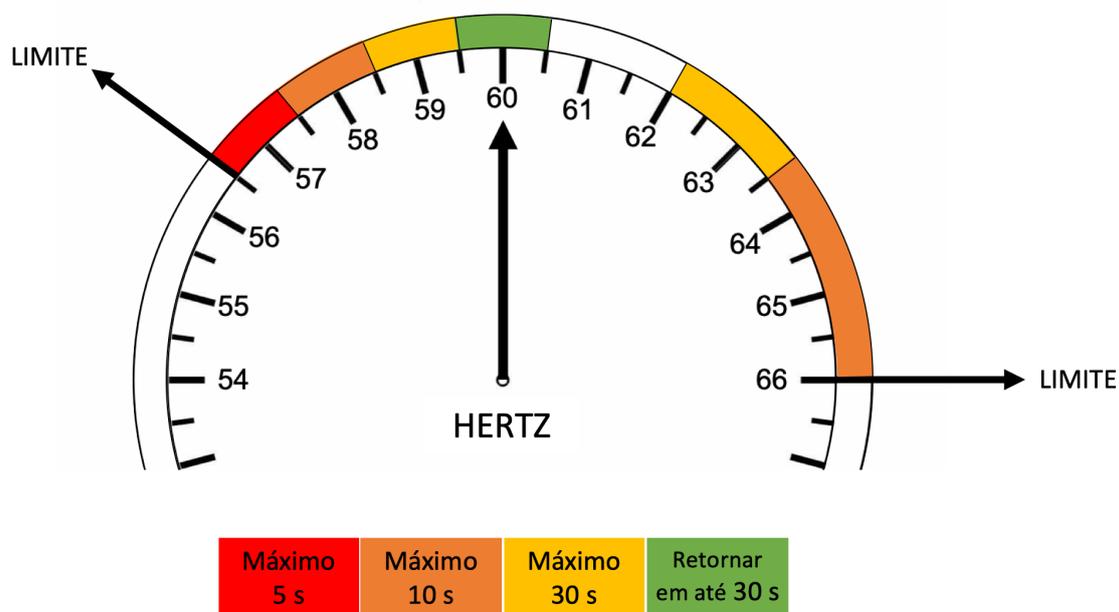
Segundo o documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2018), no Brasil a frequência em regime permanente deve estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Diante de um distúrbio transitório, a frequência deve retornar em até 30 segundos para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, onde ajustes de carga poderão ser realizados com o intuito de recuperar o equilíbrio carga-geração.

Além destas recomendações, a frequência do sistema também deve respeitar as seguintes condições:

- não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos;
- pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

Na Figura 11, é apresentado um diagrama que traz uma abordagem alternativa para facilitar o entendimento dos limites e condições de operação diante de desvios da frequência no sistema, segundo o PRODIST.

Figura 11 – Variação de frequência: condições de operação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Diante de variações transitórias que possam causar subfrequência no sistema elétrico, o ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga) é um esquema especial de proteção que

visa reduzir o carregamento do sistema, de forma a se restabelecer o equilíbrio entre carga e geração. Como o Sistema Interligado Nacional (SIN) possui diferentes características dentro dos seus subsistemas, cada região possui um percentual mínimo de corte de carga preestabelecido para cada região, de acordo os procedimentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.3.4 Função 81 df/dt

A proteção de taxa de variação de frequência (do inglês, *rate of change of frequency* - *ROCOF*), df/dt ou 81R é uma função utilizada quando se necessita rápida atuação em sistemas de rejeição de cargas, para acelerar o tempo de atuação da proteção em casos de sub e sobrefrequência e para detectar o ilhamento. Assim, pode ser implementada em casos onde a frequência não atinge o valor limite para atuação do relé, mas varia rapidamente.

Seu funcionamento consiste em verificar a taxa de variação da frequência no tempo, ou seja, esta proteção monitora a tangente (derivada) da tensão no tempo, cuja inclinação permite avaliar a variação da frequência no tempo (MARDEGAN, 2012). Com isso, no caso iminente de uma variação muito brusca na frequência, como o ilhamento, por exemplo, através da função df/dt é possível desconectar certas cargas de forma que se alcance o equilíbrio entre carga e geração, evitando assim que a frequência atinja valores que levem o sistema à instabilidade.

Os relés df/dt calculam a taxa de variação da frequência considerando uma janela de alguns ciclos, geralmente entre 2 e 40 ciclos. Este sinal é processado por filtros e, em seguida, um sinal resultante é usado para detectar uma situação de ilhamento. Se o valor da taxa de variação de frequência for maior do que um limite estabelecido no relé, um sinal de trip é enviado imediatamente para o disjuntor. Configurações típicas da função 81 df/dt instalados em sistemas de 60 Hz estão entre 0,10 e 1,20 Hz/s (VIEIRA *et al.*, 2006). Recentemente, métodos de bloqueio da função vem sendo estudados (MARCHESAN *et al.*, 2021), de forma a melhorar o desempenho e diferenciar ilhamento de outros transitórios.

2.3.5 Função 67

O relé direcional (F67), como o próprio nome indica, tem sensibilidade direcional em relação ao sentido do fluxo de energia que circula pelo sistema. Em outras palavras, o relé atua quando o valor da corrente que circula no circuito ultrapassa um valor previamente determinado e na direção pré-estabelecida (MARDEGAN, 2012). Os relés direcionais possuem aplicabilidade diante de certos distúrbios, como faltas entre fases ou entre fase e terra. Além destes, também é utilizado em geradores, onde é possível fazer o controle do fluxo excessivo de potência e inversão do fluxo ativo, evitando motorização (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Para o seu correto funcionamento, o relé necessita de duas grandezas, sendo elas (KINDERMANN, 2005):

- uma grandeza de polarização, que pode ser tanto a tensão quanto a corrente (geralmente se utiliza a tensão);
- uma grandeza de operação, cuja a corrente elétrica é a opção mais implementada.

Para se obter a direção do fluxo de corrente, é realizada a comparação fasorial das posições relativas a corrente de operação e a tensão de polarização. Esta defasagem resultante é o que fornece o sentido da direção do fluxo de energia de operação (KINDERMANN, 2005). Desta forma, é importante fazer a escolha da conexão de polarização do relé, que pode ser: 30°, 60° ou 90°. Estas conexões definem quais são as tensões de referência para se obter a tensão de polarização.

Na Figura 12 é apresentado um exemplo de conexão em 90° (quadratura), onde a tensão de polarização V_{bc} está defasada em 90° de V_{an} . Além disso, nota-se que foi arbitrado um ângulo r (conjugado máximo ou ângulo de máximo torque motor do relé) de 45°, que é o ângulo formado entre a tensão de polarização e o torque máximo e é uma característica do relé de acordo com sua fabricação. O limite de operação do relé é formado pelas retas à +90° e -90° em relação ao torque máximo, dividindo o plano em duas partes, sendo uma delas a região de atuação (área destacada em verde) e a outra a de não atuação (área destacada em vermelho). Assim, se tem a direcionalidade de operação do relé para uma corrente de curto-circuito.

Na Tabela 2, são apresentadas algumas configurações típicas de conexão, bem como as respectivas tensões e correntes de polarização empregadas.

Tabela 2 – Conexões típicas para a proteção direcional de fase.

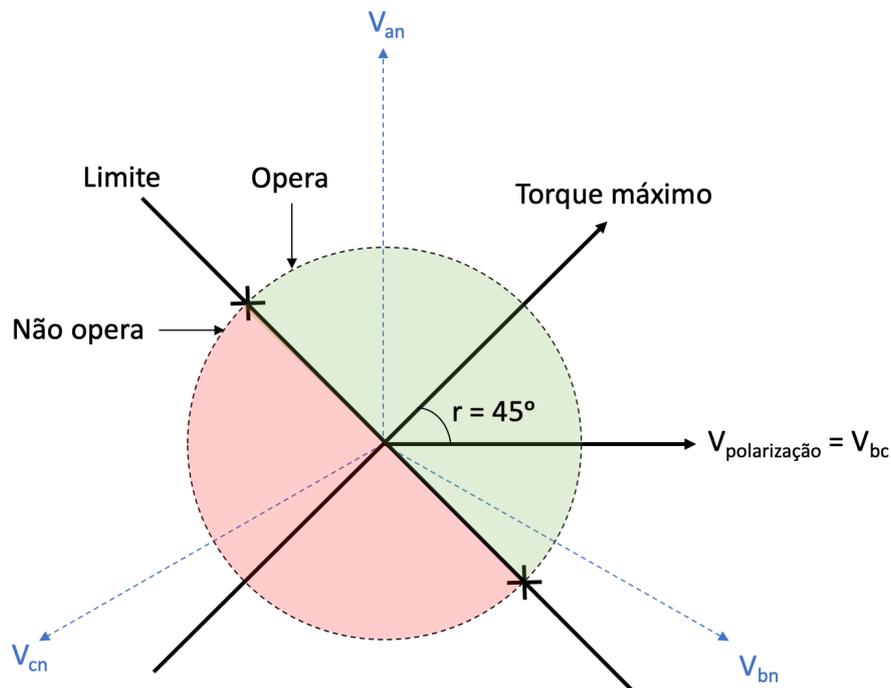
Conexão	Ângulo	Fase A		Fase B		Fase C	
		I	V	I	V	I	V
1	30°	I_a	V_{ac}	I_b	V_{ba}	I_c	V_{cb}
2	60° Δ	$I_a - I_b$	V_{ac}	I_{bc}	V_{ba}	$I_c - I_a$	V_{cb}
3	60° Y	I_a	$-V_c$	I_b	$-V_a$	I_c	$-V_b$
4	90° - 60°	I_a	V_{bc}	I_b	V_{ca}	I_c	V_{ab}
5	90° - 60°	I_a	V_{bc}	I_b	V_{ca}	I_c	V_{ab}

Para o relé direcional de sobrecorrente de neutro (F67N), sua lógica de funcionamento é semelhante ao de fase, no entanto, a grandeza de polarização é baseada na tensão de sequência zero ($3 \cdot V_o$) ou na corrente de sequência zero ($3 \cdot I_o$). Assim, para qualquer falta à terra ou desequilíbrio nas fases ocorre a polarização no neutro, permitindo que o relé atue de maneira adequada.

2.3.6 Chave fusível

As chaves fusíveis são dispositivos bastante utilizados em sistemas de distribuição, dado o desempenho satisfatório que apresentam na proteção da rede e preço reduzido

Figura 12 – Representação da operação da função 67.



Fonte: Elaborada pelo autor.

em relação a outros dispositivos. Assim, possuem aplicabilidade tanto em zonas urbanas quanto em redes de distribuição em áreas rurais (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Seu funcionamento consiste na interrupção da corrente elétrica. Para isso, é constituído de um filamento ou liga metálica de baixo ponto de fusão que, ao superar a corrente nominal num determinado tempo, o material metálico se funde por efeito Joule e interrompe o devido circuito. No entanto, como desvantagem, precisa ser substituído toda vez que atuar.

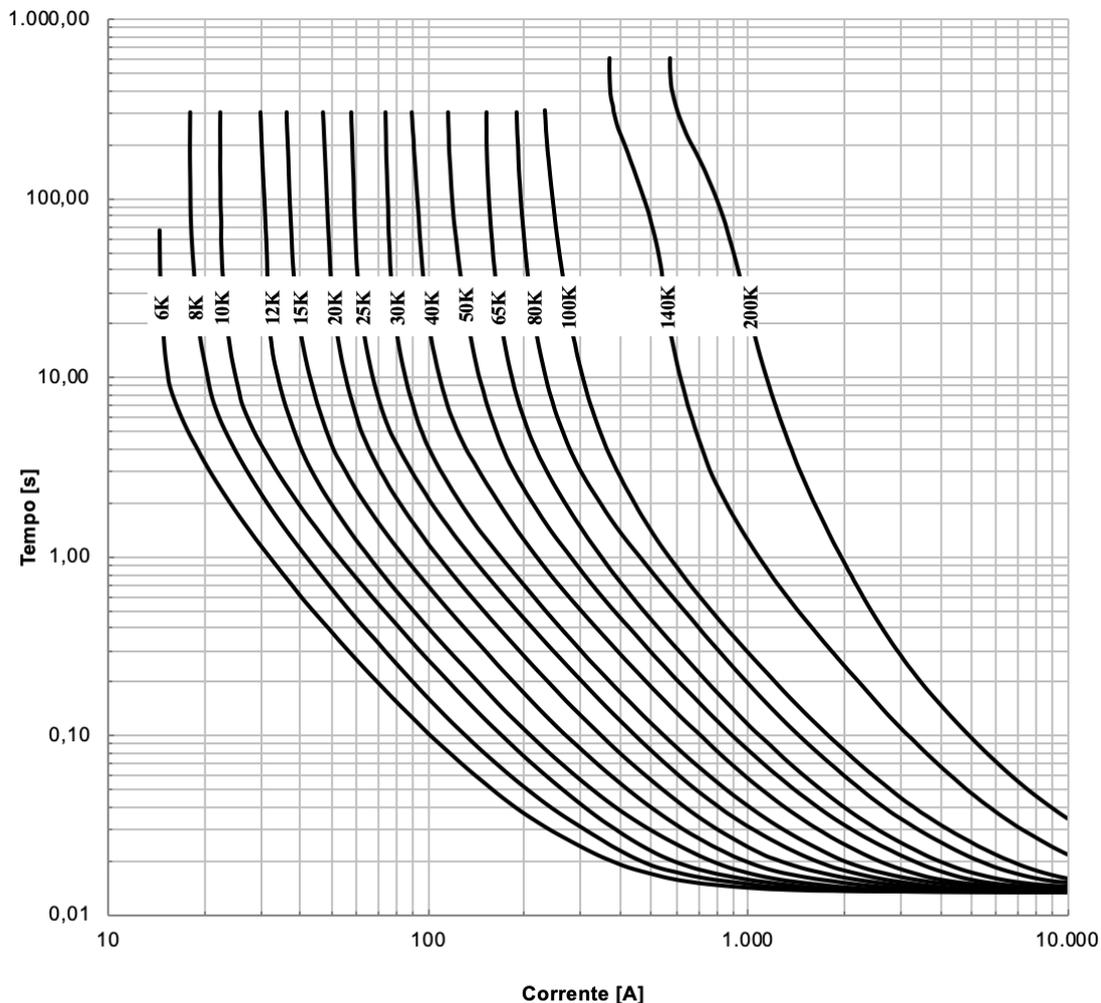
Os elos fusíveis são produzidos e utilizados conforme a relação entre tempo *versus* corrente. Assim, são classificados em diferentes tipos, sendo os mais empregados:

- Tipo H: conhecidos como fusíveis de alto surto, apresentam tempo de atuação lento e são empregados somente na proteção de transformadores de distribuição;
- Tipo K: apresentam tempo de atuação mais rápido e sua aplicabilidade é maior em ramais de alimentadores de distribuição ou ao longo dos alimentadores;
- Tipo T: apresentam tempo de atuação lento.

Na Figura 13, são apresentadas as curvas de atuação para diferentes fusíveis do tipo K.

Para o projeto de instalação da chave fusível, deve ser avaliada a relação entre a corrente nominal do elo e a corrente máxima de carga prevista. Segundo Mamede Filho

Figura 13 – Característica tempo versus corrente de fusão dos elos fusíveis K.



Fonte: Adaptado de (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

e Mamede (2011), a capacidade do elo deve ser igual ou superior à 150% da corrente máxima, ou seja:

$$I_e \geq 1,5 \times I_{m\acute{a}x}, \quad (2.11)$$

onde:

I_e corrente nominal do elo [A];

$I_{m\acute{a}x}$ corrente máxima de carga prevista no projeto de instalação da chave fusível [A].

Além disso, o projeto deve considerar um possível aumento da demanda ao longo do tempo. Assim, a partir da equação (2.12), é possível estimar um crescimento de carga, dado por (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011):

$$K = \left(1 + \frac{C\%}{100}\right)^n, \quad (2.12)$$

onde:

$C\%$ taxa de crescimento anual [%];

n número de anos previstos [ano].

Um critério importante na avaliação de elos fusíveis refere-se a segurança. Este ponto é observado analisando a corrente de curto-circuito fase-terra mínima no final do trecho protegido pelo elo fusível. O cálculo da corrente de curto-circuito fase-terra mínima normalmente é feito considerando 40 ohms como impedância de falta (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Assim, a corrente nominal do elo I_e pode ser definida a partir da seguinte expressão:

$$K \times I_{nom} \leq I_e \leq \frac{1}{4} \times I_{cc\ 1\phi-min}, \quad (2.13)$$

onde:

I_{nom} corrente nominal do trecho [A];

$I_{cc\ 1\phi-min}$ corrente de curto-circuito mínimo no final do trecho protegido para uma falta fase-terra, multiplicado pelo fator de segurança $\left(\frac{1}{4}\right)$ [A].

A equação (2.13) apresenta os dois critérios fundamentais que o dimensionamento do elo fusível deve seguir, sendo: atender os critérios de carga e segurança simultaneamente.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia proposta para a análise da estabilidade transitória, a qual é composta pelas seguintes etapas: (i) a sintonia dos reguladores de tensão e de velocidade; (ii) o projeto do sistema de proteção, com foco nas proteções do gerador, do alimentador e do religador; e (iii) a definição dos eventos a serem analisados e os critérios a serem observados.

3.1 Sintonia dos reguladores

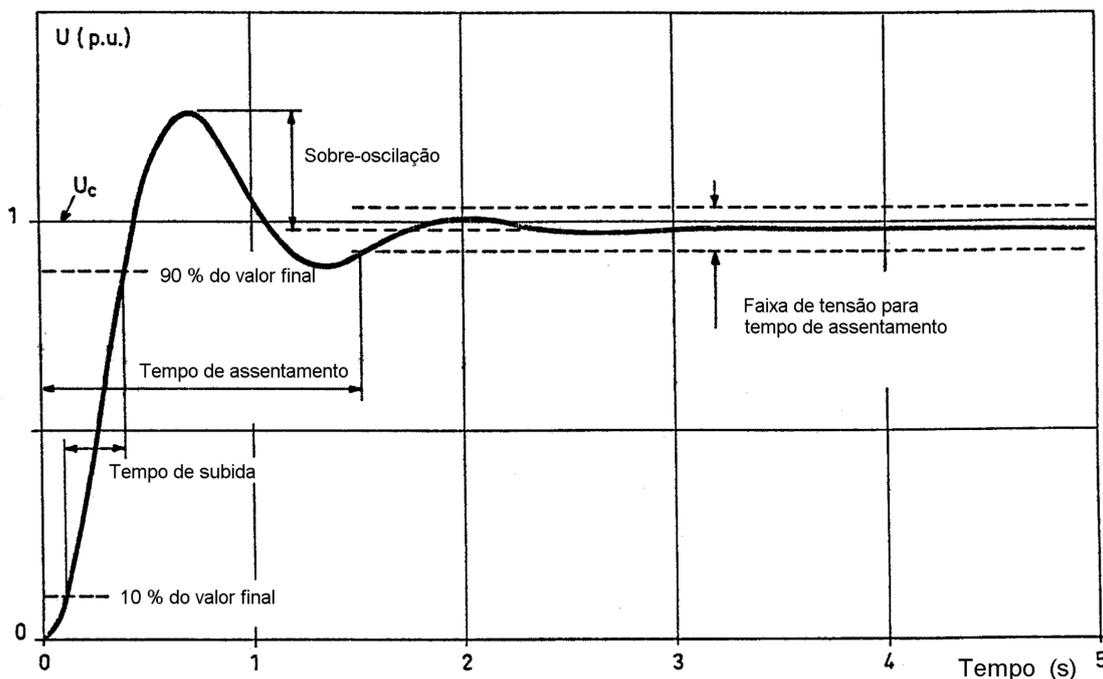
Com o intuito de validar a resposta dos reguladores de tensão e velocidade, é necessário realizar a sintonia dos parâmetros para se obter um desempenho adequado. O teste consiste em aplicar um degrau para cada controlador e observar a resposta transitória e o comportamento do gerador, analisando-se os seguintes índices de desempenho, ilustrados na Figura 14:

- **sobreoscilação ou máximo sobressinal (M_p):** é o valor máximo atingido pela curva de resposta (valor de pico);
- **tempo de subida (T_r):** é o tempo necessário para que a resposta passe de um valor inicial a um valor final. Geralmente, o tempo de subida de 10% a 90% é o mais utilizado;

Além da análise individual dos controladores, também deve ser aferido o CCT (do inglês Critical Clearing Time ou Tempo Crítico de Eliminação da falta) e o comportamento do sistema frente à uma perturbação de curta duração. Logo, a validação dos controladores consiste em:

- (a) Sintonia do regulador automático de tensão (AVR);
- (b) Sintonia do regulador de velocidade;
- (c) Obtenção do CCT;
- (d) Resposta para uma falta trifásica no terminal do gerador síncrono.

Figura 14 – Índices de Desempenho para uma resposta ao degrau.



Fonte: Retirado de (CIGRÉ, 2011).

3.1.1 Sintonia do regulador de tensão

A sintonia do AVR consiste em realizar testes com o regulador, conforme os passos abaixo:

- o regulador de velocidade deve ser desabilitado;
- não é conectada nenhuma carga ao gerador;
- o sistema de excitação é configurado para regular a tensão em 1,0 pu (pré-evento);
- no instante 0 s é aplicado um degrau na referência do regulador de tensão de 2 %;
- o tempo de simulação é de 10 s.

Neste teste, devem ser observadas a resposta de tensão no terminal do gerador síncrono e a tensão de campo. Durante a sintonia, ajustes podem ser feitos nos parâmetros do controlador, de forma a corrigir a resposta do gerador síncrono, como por exemplo o tempo de resposta ou o máximo sobressinal.

3.1.2 Sintonia do regulador de velocidade

De forma análoga ao caso anterior, o teste do regulador de velocidade segue os seguintes passos:

- o AVR deve ser desabilitado;

- o gerador deve ser conectado a uma carga de 85% da sua potência nominal, considerando um fator de potência de 0,8 (pré-evento);
- no instante de 0 s, ocorre um evento, no qual deve ser aplicado um degrau de carga de 10% no gerador;
- o tempo de simulação é de 10 s.

Para este teste, devem ser analisadas a potência mecânica da turbina, a velocidade da máquina e a potência elétrica. Caso seja necessário ajustar a resposta do controlador, parâmetros devem ser alterados.

3.1.3 Tempo crítico de eliminação de falta

O tempo crítico de eliminação de falta (do inglês, *Critical Clearing Time* - CCT) é o tempo máximo no qual o sistema permanece estável após a ocorrência de um distúrbio. Quando uma falta é eliminada antes do valor de CCT, o sistema permanece estável. Por outro lado, o sistema torna-se instável quando uma falta é eliminada após o valor de CCT. Desta forma, o CCT pode ser obtido durante a simulação dinâmica, aplicando uma falta no terminal do gerador e verificando o tempo no qual o mesmo fica instável.

3.1.4 Resposta a uma perturbação

Concluída a sintonia individual dos reguladores e conhecendo o CCT, o último teste consiste em validar a resposta do reguladores, considerando que os mesmos se encontram habilitados e para uma condição mais severa de operação. Logo, os seguintes passos são executados:

- habilitar ambos os controladores;
- conectar uma carga ao gerador, sendo que no caso estudado a carga foi de 2,0 MW;
- aplicar um curto-circuito trifásico franco no terminal da máquina no instante de 0 s, com duração de 100 ms¹.

Para este teste, todas as respostas observadas nos testes anteriores do AVR e do TGOV devem ser novamente avaliadas.

Fonte: Elaborado pelo autor.

¹Este tempo foi adotado, pois, ao simular um curto no terminal do gerador, considerou-se que ocorre a abertura instantânea do disjuntor. Logo, o tempo de 100 ms contempla o tempo de atuação do relé mais o tempo de abertura de disjuntor (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011)

3.2 Definição do Sistema de Proteção

O projeto do sistema de proteção visa garantir a continuidade do fornecimento de energia, bem como a segurança dos equipamentos que compõem o sistema elétrico. Para se obter um bom desempenho no projeto, algumas importantes considerações devem ser observadas, tais como:

- (a) a seletividade entre os dispositivos, ou seja, a proteção mais próxima à falta deve atuar de forma a desenergizar somente parte do circuito afetado;
- (b) zonas de proteção, ou seja, estabelecer para cada elemento do sistema limites para a sua zona de atuação, com referência à seletividade;
- (c) sensibilidade dos dispositivos, ou seja, a resposta dos elementos aos ajustes utilizados para a operação da proteção;
- (d) a confiabilidade do sistema de proteção, ou seja, os dispositivos devem atuar com segurança e de acordo com as suas funções atribuídas.

Para a conexão de centrais geradoras em sistemas de distribuição, o projeto do sistema de proteções deve seguir as recomendações contidas nos procedimentos de órgãos reguladores (no caso do Brasil o órgão responsável é a ANEEL) ou das distribuidoras. Na Tabela 3, são apresentados os principais valores indicados pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), empresa responsável pela distribuição de energia no respectivo estado. A norma *ND 5.31 - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D - Média Tensão* estabelece os ajustes recomendados para novas conexões ou alteração de conexões existentes de centrais geradoras de energia ao sistema de distribuição em média tensão da concessionária.

Tabela 3 – Ajustes recomendados para as proteções.

Código ANSI	Descrição das funções	Ajustes	Tempo máximo de atuação
27	Relé de Subtensão	0,8 pu	5 s
		0,7 pu	1,5 s
59	Relé de Sobretensão	1,1 pu	5 s
		1,2 pu	0,5 s
81U	Relé de subfrequência	58,5 Hz	0,2 s
		59,0 Hz	2 s
81O	Relé de sobrefrequência	60,5 Hz	2 s
		61 Hz	0,2 s
67	Relé Direcional de Sobrecorrente de fase	*	*
67N	Relé Direcional de Sobrecorrente de terra	*	*

* A depender da direcionalidade do relé.

O projeto também deve contemplar a proteção de sobrecorrente de fase e de neutro tanto para os dispositivos próximos a geração quanto para os localizados na saída do alimentador, de forma a garantir a coordenação entre os mesmos. Os ajustes de tempo e a corrente de acionamento devem ser calculados conforme a fluxo de potência do sistema, obtidos através de simulações no programa computacional, da capacidade nominal dos condutores e da potência nominal dos elementos transformadores e das unidades geradoras.

Atualmente, os relés digitais oferecem diversas curvas de operação, ficando a critério do projetista a escolha daquela que melhor atenda suas necessidades. A partir das equações (3.1) e (3.2) é possível inserir os valores típicos das normas IEEE e IEC, formuladas pelos documentos IEEE C37.112-1996 e IEC-60.255, respectivamente, determinando o tempo de atuação do relé para a proteção de sobrecorrente:

$$T_{relé} = DT \left(\frac{K}{M_I^\alpha - \beta} + L \right), \quad (3.1)$$

$$M_I = \frac{I_{cc}}{I_{pickup}}, \quad (3.2)$$

onde:

DT multiplicador de tempo [s];

I_{cc} corrente de curto-circuito [A];

I_{pickup} corrente de acionamento [A];

M_I múltiplas da corrente de acionamento.

Os valores típicos das variáveis que representam as curvas características são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores típicos para cada curva característica (KINDERMANN, 2005).

Norma	Tipo de Curva	K	α	L	β
IEC	Normalmente Inversa	0,14	0,02	0	1
	Muito Inversa	13,5	1	0	1
	Extremamente Inversa	80	2	0	1
	Inversa Longa	120	1	0	1
	Inversa Curta	0,05	0,04	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa	0,515	0,02	1,14	1
	Muito Inversa	196,1	2	4,91	1
	Extremamente Inversa	282	2	1,217	1

A proteção de sobrecorrente de neutro tem como principal função, evitar a circulação de correntes a terra, oriundas de faltas fase-terra ao longo do alimentador. Uma rápida atuação desta proteção permite uma maior segurança para o sistema, pessoas e animais,

além do patrimônio público-privado. Segundo Kindermann (2005), a corrente de ajuste da função de sobrecorrente de neutro deve respeitar a seguinte relação:

$$(10\% \text{ a } 45\%) \cdot I_{nom} \leq I_{Npickup} \leq \frac{I_{cc}}{a}, \quad (3.3)$$

onde:

I_{nom} é a corrente nominal [A];

$I_{Npickup}$ é a corrente de ajuste do relé de neutro [A];

I_{cc} é a corrente de curto-circuito para uma falta F-T no final do trecho [A];

a é equivalente à 1, 1 se o relé for digital e 1, 5 se o relé for eletromecânico.

3.3 Especificação dos eventos

Com o intuito de se avaliar a estabilidade transitória e o sistema de proteção, os casos a serem analisados consideraram os seguintes aspectos:

- (i) número de PVs conectadas no sistema: variar a quantidade de geradores distribuídos conectados no sistema, de forma a se avaliar o impacto dos mesmos no comportamento dinâmico da máquina síncrona;
- (ii) diferentes locais para aplicação de faltas: longos alimentadores podem apresentar diferentes comportamentos conforme a localização das faltas. Logo, torna-se interessante a simulação de faltas em diferentes pontos do alimentador;
- (iii) diferentes tipos de faltas: embora cerca de 85% dos curto-circuitos são do tipo fase-terra, se faz necessária a aplicação de uma falta trifásica, cenário este que pode levar o sistema a um maior estresse e à perda de estabilidade. Além disso, sugere-se que as faltas sejam permanentes;
- (iv) ilhamento: no caso de uma abertura acidental ou por conta da atuação de uma proteção do disjuntor de interconexão entre a rede e a subestação, é de interesse se avaliar o comportamento da geração sob tais condições, bem como verificar se os geradores permanecem em operação alimentando as cargas do sistema. Esse cenário de simulação traz resultados importantes para a definição de esquemas anti-ilhamento;
- (v) mudanças na coordenação e seletividade do sistema de proteção: o relaxamento das proteções pode ter impacto direto no comportamento dinâmico das máquinas, uma vez que a geração tende a permanecer conectada frente a uma perturbação. Logo, neste trabalho propõe-se diminuir a sensibilidade das proteções, principalmente próximas ao gerador síncrono, e avaliar a resposta transitória das máquinas;

- (vi) inclusão de um bloco de carga: a conexão de um bloco de cargas pode representar esforços torcionais consideráveis no gerador síncrono. Assim, é de interesse se avaliar o impacto deste evento no comportamento dinâmico da máquina;
- (vii) operação de religadores em sistemas de distribuição: eventos de reconexão de um circuito com falta podem contribuir para a instabilidade do GS ou causar esforços torcionais consideráveis.

3.4 Critérios de análise

Neste trabalho, a estabilidade transitória de SDEE é analisada verificando se gerador síncrono alcança um ponto de operação estável após uma perturbação. Ainda, limites aceitáveis de operação e segurança são considerados, os quais levam em conta níveis de tensão, frequência e esforços torcionais nos geradores síncronos. A avaliação do esforço torcional é realizada com base na diferença entre a potência ativa gerada antes e após a perturbação. Caso essa diferença seja superior a 50% da potência aparente nominal do gerador (IEEE, 1980a), pode-se ter esforços nocivos ao gerador síncrono.

Os níveis de tensão são avaliados considerando que a magnitude da tensão, em regime permanente, deve permanecer na faixa entre 0,95 pu e 1,05 pu. Diante de uma perturbação transitória, a tensão pode excursionar entre 0,8 pu e 1,1 pu por até 10 s. Em relação à frequência, são utilizados os parâmetros indicados no PRODIST e citados no Capítulo 3, na subseção (2.3.3). A Tabela 5 resume os limites operacionais considerados.

Tabela 5 – Limites operacionais

Variáveis	Valores aceitáveis	Descrição
δ_i	$< \delta_{crítico}$	Ângulo do rotor da máquina em regime permanente
ΔP	$\leq 0,5 \text{ pu}$	Esforço Torcional, na base da máquina
V_T	$0,8 \text{ pu} \leq V_T < 1,1 \text{ pu}$ (até 10 s)	Nível de tensão (transitório)
V_{RP}	$0,95 \text{ pu} \leq V_{RP} \leq 1,05 \text{ pu}$	Nível de tensão (regime permanente)
f_{RT}	$56,5 \text{ Hz} \leq f_T \leq 66,0 \text{ Hz}$ (até 30 s)	Frequência (transitório)
f_{RP}	$59,9 \text{ Hz} \leq f_{RP} < 60,1 \text{ Hz}$	Frequência (regime permanente)

Durante as simulações, além das variáveis ilustradas na Tabela 5, também devem ser avaliadas outras respostas do gerador síncrono que contribuem para a análise de estabilidade transitória, tais como: potência mecânica, tensão de campo (excitação), potência reativa e potência acelerante.

Com relação a análise dos eventos dos dispositivos de proteção registrados, a utilização de coordenogramas além de auxiliar com o projeto e os cálculos de curto-circuito, permitem uma melhor análise da seletividade do sistema de proteção. Gráficos e linhas do tempo do estado de chaves e disjuntores também são apresentados e discutidos neste trabalho, pois auxiliam no entendimento da ordem cronológica da atuação de relés e outros equipamentos.

4 ESTUDO DE CASO

Estudos de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência baseiam-se, normalmente, em resultados de simulações computacionais, dada a complexidade dos modelos utilizados e da solução do problema. Neste trabalho, o *software DIGSILENT* foi utilizado para realizar as simulações e análises.

Neste capítulo, os dados e parâmetros utilizados na modelagem do sistema são descritos, bem como os cálculos e ajustes realizados. Com os modelos devidamente validados, por fim, os resultados das simulações são apresentados e analisados no Capítulo 5.

4.1 Modelagem do alimentador

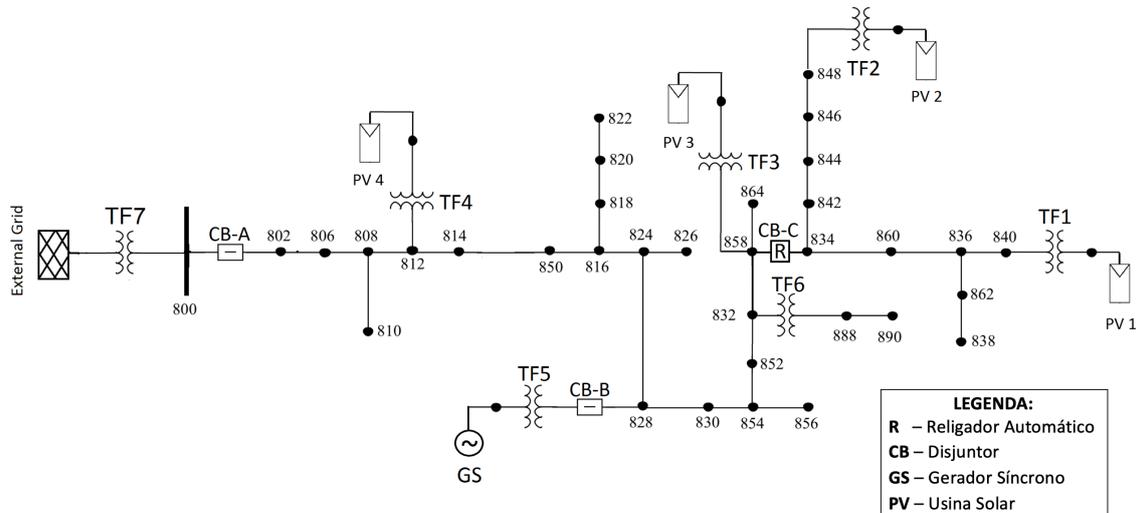
O estudo de caso apresentado neste trabalho utiliza dados do sistema teste IEEE 34-nós (KERSTING, 1991), considerando a presença de DER. O modelo é baseado num sistema desbalanceado, que opera na tensão de 24,9 kV e na frequência de 60 Hz. Sua carga nominal é de aproximadamente 2,06 MVA e, apesar de ser um sistema majoritariamente trifásico, possui algumas linhas aéreas monofásicas e bifásicas.

O diagrama unifilar do sistema analisado é apresentado na Figura 15. Foram inseridos quatro unidades de geração fotovoltaica (PVs) ao longo do alimentador e um gerador síncrono no nó 828. Já a subestação principal é representada através de uma barra infinita (*External Grid*).

Este alimentador é caracterizado por possuir uma longa extensão (cerca de 93,91 km) e uma baixa carga. Além disso, o sistema conta com um transformador abaixador de 24,9/4,16 kV, conectado entre os nós 832 e 888. Os reguladores de tensão presentes na rede original foram desconsiderados, uma vez que a presença das GDs altera o perfil de tensão em relação ao caso original.

Com relação às cargas, o alimentador possui algumas desbalanceadas, sendo distribuídas entre nós (ou seja, conectadas no centro da linha entre dois nós). Além destas, há também algumas cargas pontuais, conectadas diretamente ao nó. Foram modeladas cargas do tipo potência constante (PQ), impedância constante (Z) e corrente constante (I), de acordo com os dados disponibilizados no Apêndice B.

Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema de 34 nós do IEEE.



Fonte: Modificado de (KERSTING, 1991).

Os bancos de capacitores (shunt) trifásicos são conectados nos nós 844 e 848, com potência de 100 kvar e 150 kvar, respectivamente (em cada fase). Ainda, os seguintes transformadores fazem parte da rede analisada:

- TF1 = TF2 = TF3 = TF4: 0,5 MVA, 0,4/24,9 kV ($Y_g - \Delta$), $X = 0,11$ pu;
- TF5: 5 MVA, 13,8/24,9 kV ($\Delta - Y_g$), $X = 0,06$ pu;
- TF6: 0,5 MVA, 24,9/4,16 kV ($Y_g - Y_g$), $R = 0,019$ pu, $X = 0,0408$ pu;
- TF7: 25 MVA, 69/24,9 kV ($\Delta - Y_g$), $R = 0,01$ pu, $X = 0,08$ pu.

As linhas aéreas foram modeladas conforme o espaçamento físico dos condutores, pelo tipo de material, a corrente nominal do condutor, dentre outras informações. Neste sistema modelo do *IEEE*, são considerados até cinco tipos distintos de configurações. Os dados das linhas podem ser obtidos em (KERSTING, 1991).

4.2 Modelo do gerador síncrono

O gerador síncrono (GS) opera na tensão de 13,8 kV e possui potência nominal de 4.875 kVA. O mesmo está interligado ao sistema de distribuição de 24,9 kV através do transformador elevador TF5, que está conectado ao nó 828. Este gerador opera regulando a tensão em 1,00 pu no ponto de conexão.

O modelo do GS considerado nas simulações dinâmicas é o do tipo de pólos lisos, representado por uma máquina com um enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor no eixo direto e dois enrolamentos amortecedores no eixo em quadratura. Os dados da máquina estão disponíveis na Tabela 6.

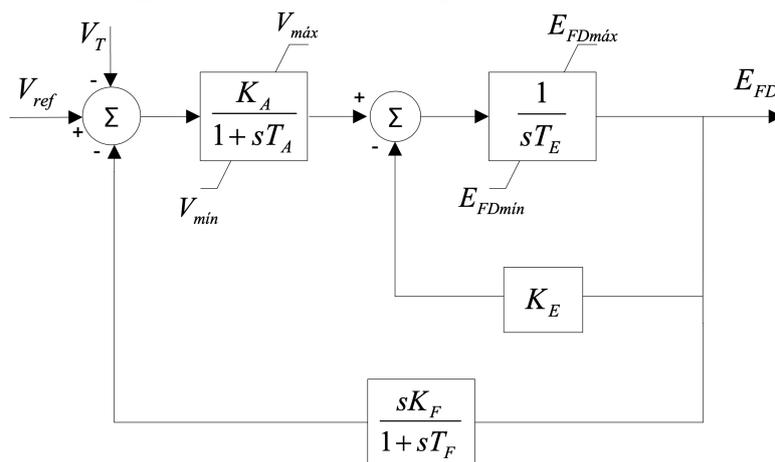
Tabela 6 – Dados do gerador síncrono.

Descrição	Parâmetro	Valor
Potência Nominal	S (kVA)	4,875
Constante de Tempo de Inércia do gerador	H (s)	1,05
Tipo de rotor	-	Lisos
Reatância Síncrona de Eixo Direto	X_d (pu)	1,55
Reatância Síncrona de Eixo em Quadratura	X_q (pu)	1,55
Reatância Transitória de Eixo Direto	X'_d (pu)	0,28
Reatância Transitória de Eixo em Quadratura	X'_q (pu)	0,65
Reatância Subtransitória de Eixo Direto	X''_d (pu)	0,19
Reatância Subtransitória de Eixo em Quadratura	X''_q (pu)	0,19
Reatância indutiva série	X_l (pu)	0,15
Tempo transitório em circuito aberto no eixo direto	T'_d (s)	6,5
Tempo transitório em circuito aberto no eixo em quadratura	T'_q (s)	1,25
Tempo subtransitório em circuito aberto no eixo direto	T''_d (s)	0,035
Tempo subtransitório em circuito aberto no eixo em quadratura	T''_q (s)	0,035

4.2.1 Regulador de tensão

O modelo de excitação utilizado foi o estático, do tipo *ST2A* do *IEEE* (IEEE, 2016). Foram desprezados os efeitos de comutação e de carregamento do retificador, o que idealiza o modelo da fonte de energia da excitatriz. Na Figura 16 é apresentado o diagrama de blocos do modelo e na Tabela 7 são descritas as variáveis do modelo, bem como os respectivos valores (RESENER, 2011).

Figura 16 – Modelo do regulador de tensão.



Fonte: Retirado de (RESENER, 2011).

4.2.2 Regulador de velocidade

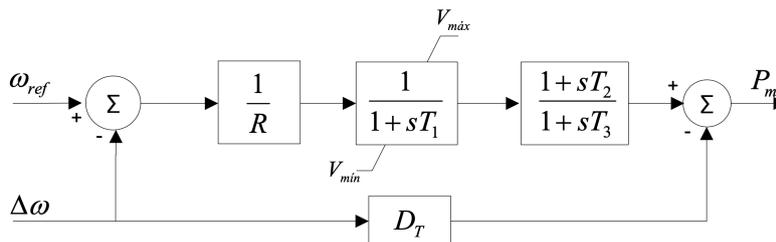
Por se tratar de máquina térmica, o modelo *TGOVI* do *IEEE* (POURBEIK *et al.*, 2013) foi utilizado para o regulador de velocidade, o qual representa uma turbina a vapor acoplada ao eixo do gerador síncrono. Este regulador consiste numa turbina térmica com

Tabela 7 – Dados do regulador de tensão ST2A.

Descrição	Parâmetro	Valor
Ganho do regulador	K_A (pu)	180
Ganho da excitatriz	K_E (pu)	1
Ganho da malha de estabilização	K_F (pu)	0,01
Constante de tempo do regulador	T_A (s)	0,15
Constante de tempo da excitatriz	T_E (s)	0,5
Constante de tempo da malha de estabilização	T_F (s)	1
Fator da corrente de excitação	K_C (pu)	1,82
Fator de tensão	K_P (pu)	14
Fator de corrente	K_I (pu)	8
Limites mínimo da saída do regulador	V_{Rmin} (pu)	0
Limites máximo da saída do regulador	V_{Rmax} (pu)	1
Valor mínimo permitido para a tensão de campo do gerador	E_{FDmin} (pu)	0
Valor máximo permitido para a tensão de campo do gerador	E_{FDmax} (pu)	4,2625

reaquecimento, onde se tem os efeitos do regulador e da constante de tempo do reaquecedor. Na Figura 17, é ilustrado o diagrama de blocos do TGOV1.

Figura 17 – Modelo de turbina térmica com reaquecimento.



Fonte: Retirado de (RESENER, 2011).

Os parâmetros do regulador de velocidade são apresentados na Tabela 8, com base nos dados disponíveis em (RESENER, 2011).

Tabela 8 – Dados do regulador de velocidade TGOV1.

Descrição	Parâmetro	Valor
Estatismo	R (pu)	0,05
Constante de tempo do regulador	T_1 (s)	0,01
Constante de tempo	T_2 (s)	1,5
Constante de tempo de reaquecimento	T_3 (s)	5
Fator de amortecimento da turbina	D_t (pu)	0,0
Valor mínimo permitido para a saída do bloco	V_{min} (pu)	0
Valor máximo permitido para a saída do bloco	V_{max} (pu)	1,1

4.2.3 Sintonia dos reguladores

O programa da *DIGSILENT* permite testar e ajustar os reguladores do gerador isoladamente, ou seja, independente do restante do sistema. Para tal, é criado um novo arquivo

de simulação, onde tem-se somente o gerador conectado a um nó. Na Tabela 9, são apresentados os índices indicados em (CIGRÉ, 2011) para o melhor desempenho no controle do sistema de excitação.

Tabela 9 – Definição dos Índices de Desempenho (CIGRÉ, 2011).

Índice de desempenho	Valores usuais	Valores recomendados
Sobreoscilação	0 a 80%	<10%
Tempo de subida	0,1 a 2,5s	1 s
Tempo de acomodação	0,2 a 10s	1,5 s

Para a sintonia do AVR, a tensão no terminal do gerador é apresentada na Figura 18 (a), onde é possível observar que a tensão estabilizou em 1,0196 pu, valor próximo a 1,02 pu e que corresponde ao sinal de referência de 2% aplicado no controlador. Além disto, a sobreoscilação foi de 1,025 pu (0,49%), o tempo de subida foi de 0,298 s e o tempo de acomodação foi de aproximadamente 3 s. Embora T_s não tenha ficado dentro da faixa recomendada pelo Cigré, o valor obtido se encontra entre os valores usuais, sendo considerado satisfatório para o teste.

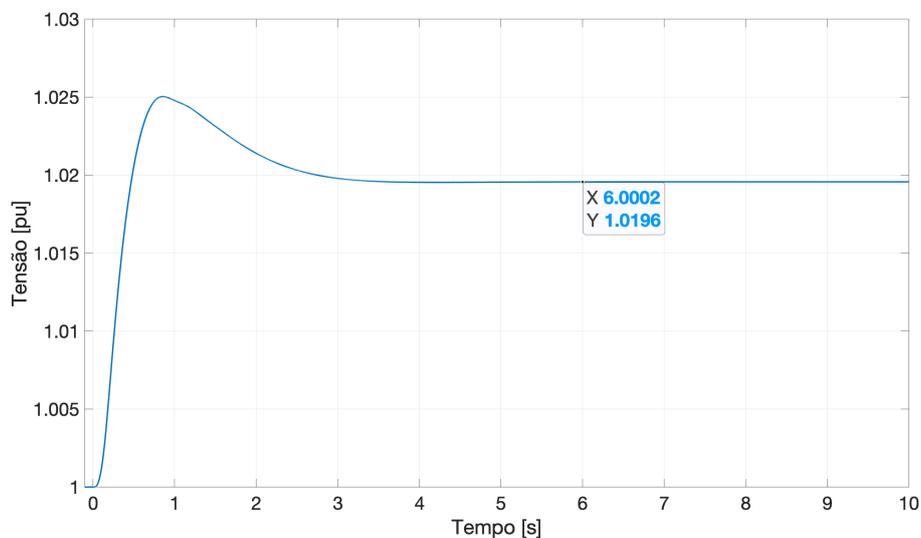
Na Figura 18 (b) é apresentada a resposta dinâmica da tensão de excitação E_{FD} . Nela, é possível constatar que a tensão não atinge o valor máximo de excitação, ou seja, não é limitado pelo parâmetro $E_{FD_{max}}$ (disponível na Tabela 7), atendendo assim a outro importante critério do regulador de tensão. O maior valor de tensão obtido nesta simulação foi de 3,552 pu. Assim, todas as respostas obtidas neste teste foram satisfatórias, indicando uma correta sintonia do controlador.

Para a validação do regulador de velocidade, a resposta da potência ativa do gerador é ilustrada na Figura 19 (a), onde é possível verificar que a potência era de aproximadamente 3.125 kW no início da simulação e, após o degrau, estabilizou em 3.705 kW. Em relação à velocidade da turbina, a Figura 19 (b) mostra uma queda na rotação da máquina logo após o início do evento, mas o controlador atua para corrigir tal efeito (causado pelo acréscimo de carga), aumentando a velocidade da máquina.

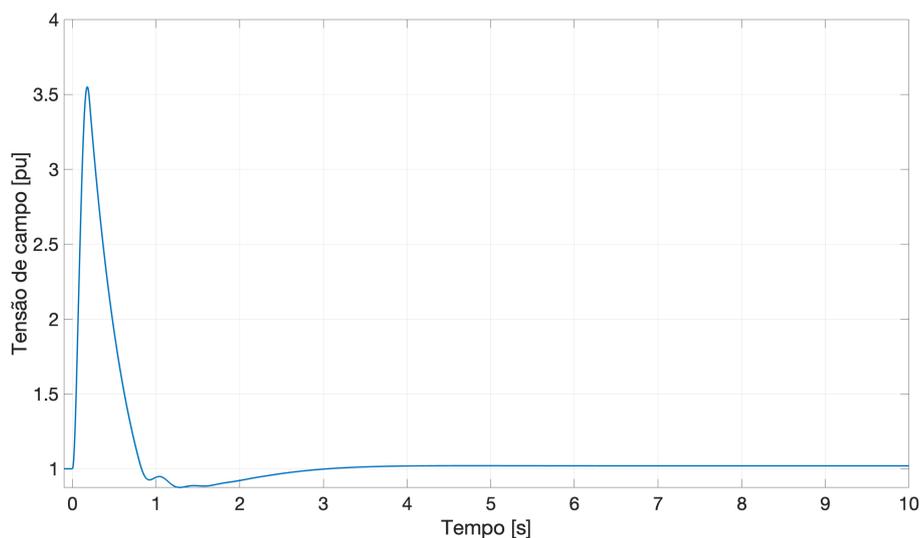
Já na Figura 19 (c), o gráfico da potência mecânica ilustra que a máquina primária possuía uma carga inicial de 0,85 pu e que estabilizou em 0,95 pu após a realização do evento e da ação do controlador. Este comportamento era esperado, uma vez que os valores obtidos correspondem aos estabelecidos previamente e conforme descrito nas condições iniciais do teste. Além disso, a sobreoscilação foi de 0,9592 pu (0,97%), o tempo de subida foi de 0,4880 s e o tempo de acomodação de aproximadamente 4 s. Assim, é possível concluir que o controlador respondeu de maneira satisfatória.

Com os testes individuais concluídos e os devidos ajustes dos reguladores realizados, o próximo passo consistiu em determinar o CCT, parâmetro este que indica o tempo máximo na qual uma perturbação deve ser eliminada para garantir que o sistema permaneça estável. Para a obtenção deste tempo, os controladores dinâmicos foram habilitados e

Figura 18 – Resposta dinâmica do ST2A.



(a) Tensão no terminal do gerador.



(b) Tensão de excitação.

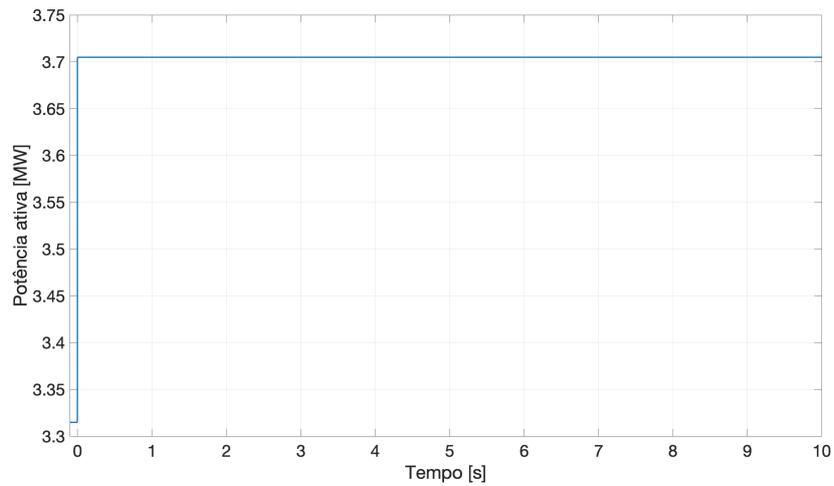
Fonte: Elaborado pelo autor.

foi aplicada uma falta trifásica no terminal do gerador síncrono, considerando o incremento de 1 ms para a sua eliminação em cada simulação, até que o sistema se encontrasse instável. Após diversas simulações, o CCT obtido foi de 340 ms.

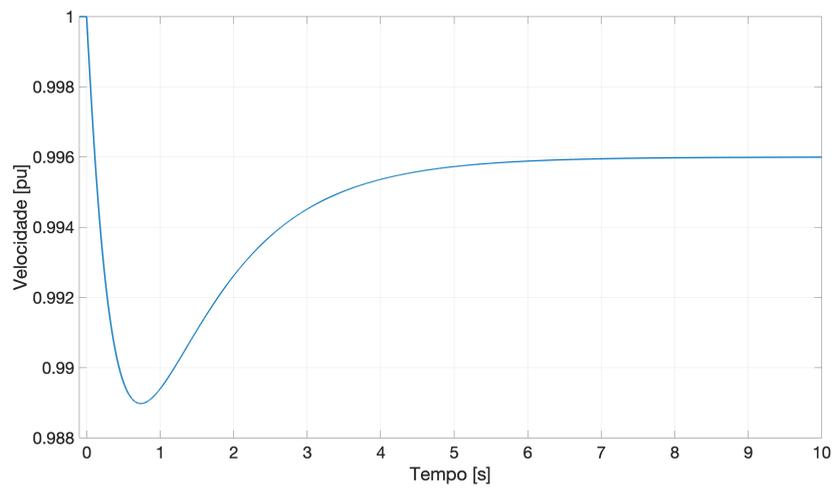
A tensão no terminal do gerador teve um acentuado afundamento, chegando a 0 pu em decorrência da falta trifásica. No entanto, com o término do evento, a tensão rapidamente estabilizou novamente em 1 pu, conforme ilustrado na Figura 20 (a), mostrando que o controlador atuou de maneira adequada. Já analisando a tensão de excitação, representada na Figura 20 (b), nota-se que o regulador limitou corretamente a tensão de campo em 4,2625 pu, mesmo diante de um afundamento bastante severo da tensão no terminal do gerador, respeitando assim as condições operacionais impostas no controlador.

Na Figura 21, são apresentadas as respostas relacionadas ao regulador de velocidade.

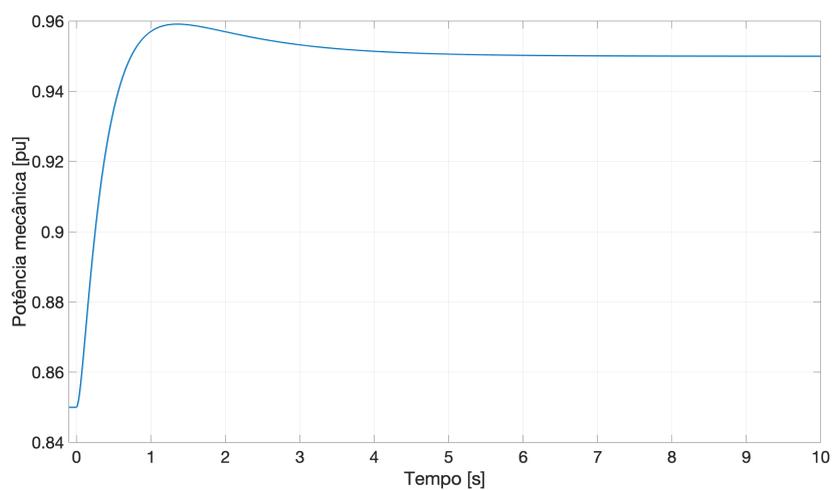
Figura 19 – Resposta dinâmica do TGOV1.



(a) Potência ativa gerador.



(b) Velocidade da turbina.

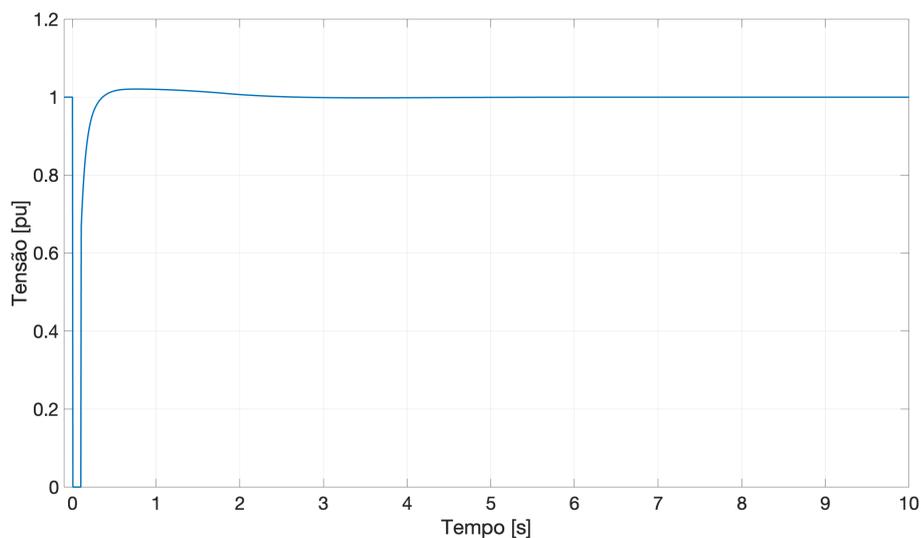


(c) Potência mecânica da turbina.

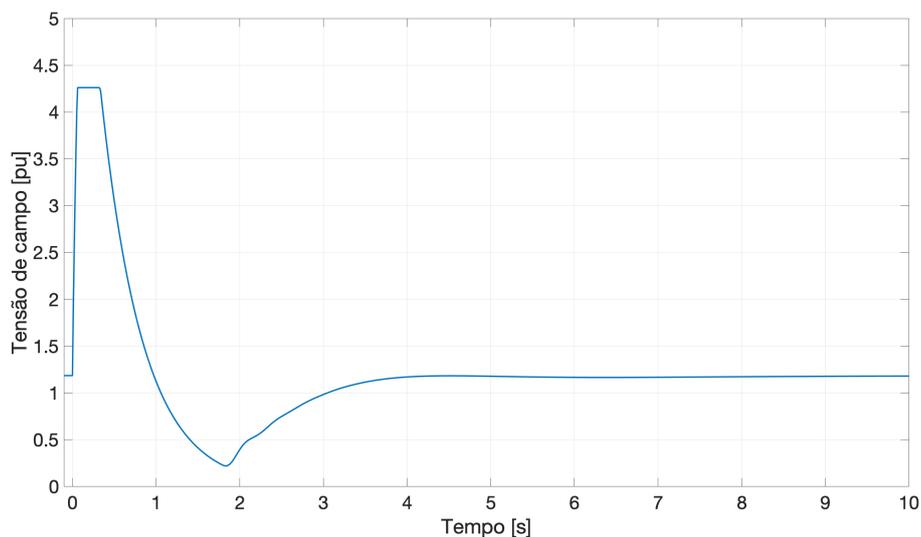
Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que durante o curto-circuito, diante dos afundamentos de tensão e consequen-

Figura 20 – Resposta dinâmica para o controle do AVR diante de um curto 3F.



(a) Tensão no terminal.



(b) Tensão de excitação.

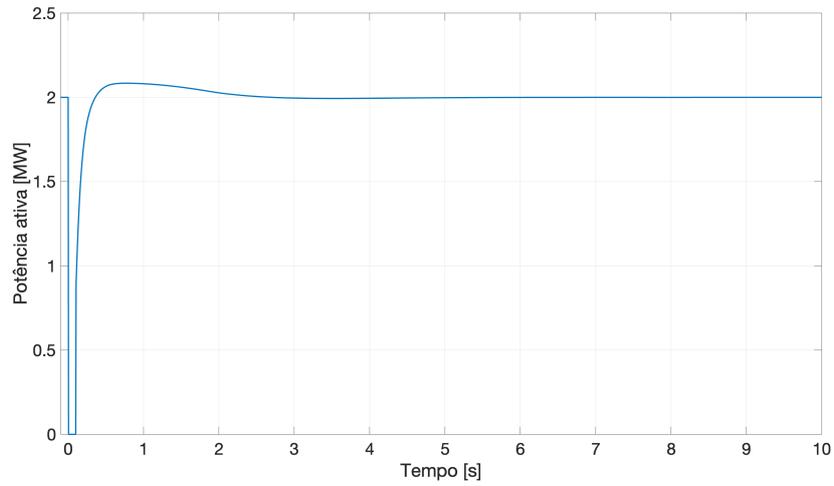
Fonte: Elaborado pelo autor.

temente da potência ativa, há uma sobrevelocidade na máquina (refletida também na frequência do sistema). Contudo, ao término do evento, os parâmetros rapidamente retornam aos seus pontos iniciais de operação, mantendo-se estáveis.

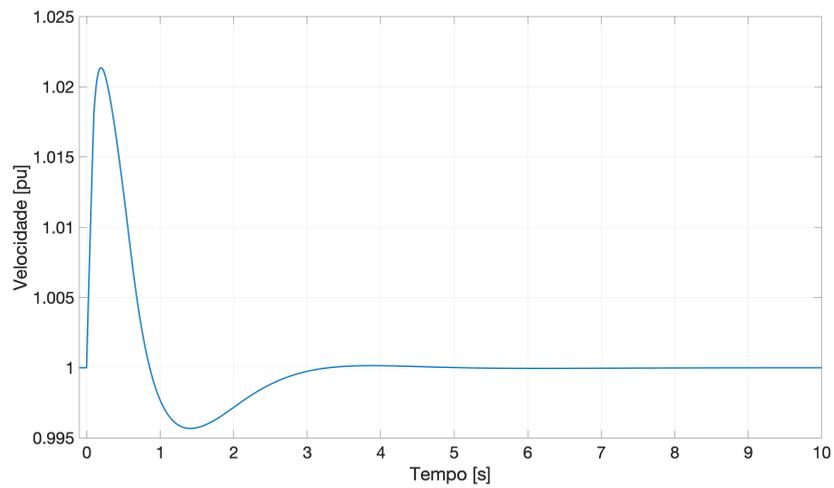
4.3 Modelagem da PV

O modelo utilizado neste trabalho é composto por um inversor trifásico de 500 kVA, sendo vinte módulos de placas solares conectados em série e cento e quarenta módulos conectados em paralelo. A tensão de operação do inversor é de 0,4 kV e cada PV é configurada para gerar 300 kW de potência ativa com fator de potência unitário, ou seja, não há contribuição de potência reativa em condições normais.

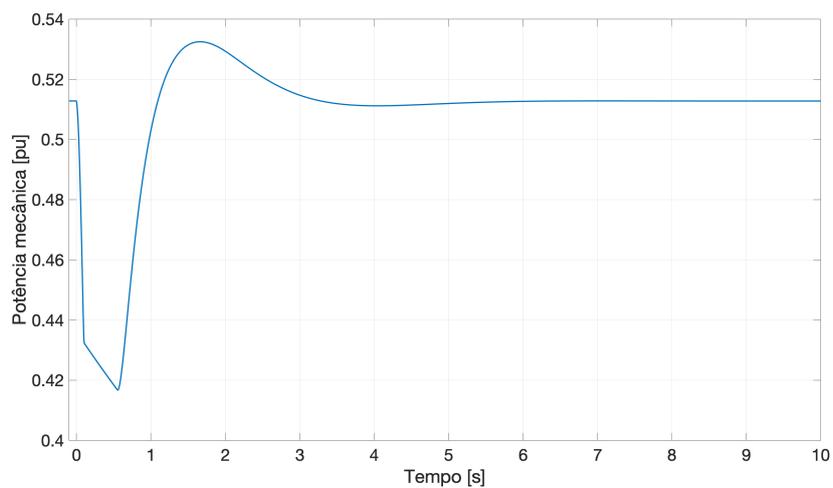
Figura 21 – Resposta dinâmica do TGOV1 para uma falta 3F no terminal do gerador.



(a) Potência ativa gerador.



(b) Velocidade da turbina.



(c) Potência mecânica da turbina.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O módulo de controle do inversor é do tipo Q constante, o que corresponde a um bar-

ramento do tipo PQ. Com este tipo de controle, o usuário pode especificar as saídas de potência ativa e reativa nas quais o gerador estático é operado. Diante de um curto-circuito, o inversor está configurado para contribuir com injeção de potência reativa. Além disso, o modelo despreza os efeitos de variação de irradiância, temperatura e localização, sendo que o mesmo idealiza o funcionamento de uma geração fotovoltaica em um determinado ponto de operação.

As quatro PVs são conectadas aos nós 840, 848, 858 e 812, através dos transformadores elevadores TF1, TF2, TF3 e TF4, respectivamente. Maiores detalhes quanto aos dados da geração fotovoltaica podem ser encontrados no Apêndice F, bem como informações quanto ao diagrama de blocos do sistema.

4.4 Modelagem do sistema de proteção

Para o sistema de proteção, foram inseridos relés, chaves fusíveis e um religador ao longo do alimentador. Estes dispositivos tem o importante papel de proteger a rede contra eventuais distúrbios e perturbações que possam ocorrer no sistema. Na Figura 22 são identificadas as áreas nas quais os dispositivos de proteção foram instalados.

Com relação aos relés digitais, foi utilizado o modelo 751-5A da *Schweitzer Engineering Laboratories - SEL*, que é um relé de alimentador bastante difundido em sistemas de potência e que possui diversas funções embutidas. No *PowerFactory*, o modelo dispõe das seguintes proteções: F50/51 (fase, terra, sequência negativa), F59, F27, F81, F81R, entre outras complementares. Além destas, o relé também possui a função de religamento (F79).

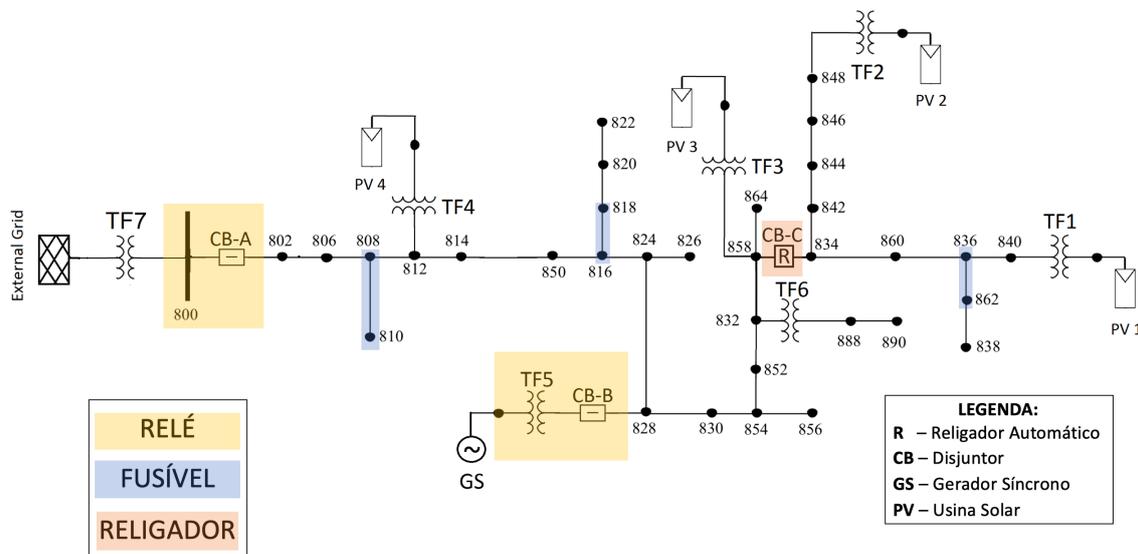
Para a proteção direcional de sobrecorrente de fase e de neutro, foi utilizado o relé SR 750 da *General Electric - GE*, também bastante utilizado em sistemas de proteção, e o modelo de relé genérico fornecido pelo software, que permite implementar funções adicionais ao mesmo. Maiores detalhes quanto aos parâmetros utilizados, bem como as funções de proteção empregadas neste trabalho são detalhados a seguir.

4.4.1 Proteção do Alimentador

Para a proteção do alimentador, foram instalados três relés digitais entre os nós 800 e 802, sendo que cada relé cumpre importante papel na proteção para eventos que possam ocorrer próximo ao transformador da subestação. Assim, tem-se os seguintes dispositivos:

- Relé A1, responsável pela proteção de sobrecorrente temporizada de fase (F51), pela proteção de sobrecorrente temporizada de neutro (F51N) e com a função de religamento (F79) habilitada;
- Relé A2, responsável pela proteção direcional de sobrecorrente (F67) e com a função de religamento (F79) habilitada;

Figura 22 – Localização dos respectivos dispositivos de proteção.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Relé A3, responsável pela proteção direcional de sobrecorrente de neutro (F67N) e com a função de religamento (F79) habilitada.

Os cálculos e os devidos ajustes de cada relé são melhores explicados abaixo:

(a) *Relé A1 - SEL 751-5A*

A função de proteção de sobrecorrente temporizada de fase (F51) visa proteger a rede contra eventuais correntes de sobrecarga ou de curto-circuito, que possam circular pelos dispositivos ou pelos condutores. Assim, considerando que o cabo empregado na saída do alimentador, trecho entre os nós 800 e 802, possui corrente nominal de 230 A, ajustou-se a função de sobrecorrente em 200 A para o Relé A1. Além disso, foi escolhida a curva extremamente inversa (IEC) e um tempo dial de 0,3. Cabe salientar que a carga máxima esperada na saída do alimentador é de 120 A, considerando geração nula em todas as PVs e no GS.

Além da função de sobrecorrente de fase, também foi habilitada a função de sobrecorrente de neutro para o relé A1. Para definir o ajuste da proteção, verificou-se através de simulação do fluxo de carga, a corrente de carga na saída do alimentador com geração nula em todas as PVs e no GS. Considerando os limites recomendados em Kindermann (2005), adotou-se a referência de 15% da corrente nominal de carga, conforme equação (4.2). Cabe salientar que a corrente de neutro medida na saída do alimentador considerando geração nula nas PVs e no gerador síncrono foi de 1,8 A. Assim, escolheu-se uma corrente de ajuste de neutro de 20 A para o Relé A1, a curva extremamente inversa (IEC) e um tempo dial de 0,3.

$$0,15 \cdot 120 \leq I_{Npickup} \leq \frac{132}{1,1}, \quad (4.1)$$

$$18 \text{ A} \leq I_{Npickup} \leq 120 \text{ A}. \quad (4.2)$$

Complementar à proteção de sobrecorrente, também foi habilitada a função de religamento (F79) para uma operação única, considerando um tempo de religamento de 1 s. Assim, para qualquer abertura do disjuntor por atuação do Relé A1, o religamento trifásico ocorre após o tempo de 1 s.

(b) *Relé A2 - Genérico*

A função direcional de sobrecorrente (F67) visa desligar o disjuntor CB-A em casos de faltas entre fases na barra da subestação, de modo a desconectar o alimentador que possui geração ao longo da rede. Ainda, esta proteção visa limitar o fluxo de potência no sentido alimentador versus subestação. Logo, adotou-se como limite a corrente nominal do gerador síncrono de 113 A (operando com tensão de 24,9 kV). Assim, o ajuste definido foi de 120 A e curva de atuação com tempo definido de 0,03 s.

No Apêndice D, é melhor detalhada a forma como a polarização do relé é realizada, bem como são apresentados os diagramas fasoriais e as respectivas respostas obtidas. Neste relé, também foi habilitada a função de religamento trifásico, assim como foi realizado no relé A1.

(c) *Relé A3 - Genérico*

A proteção direcional de sobrecorrente de neutro visa desligar o disjuntor CB-A em casos de faltas envolvendo a terra na barra da subestação, de modo a desconectar o alimentador com geração ao longo da rede. Para isto, o Relé A3 obtém a tensão de sequência zero através de TPs conectados no ramal, definindo assim a tensão de polarização, que é utilizada para se determinar a área de atuação do relé (direcionalidade). Já a corrente de operação ($3 \cdot I_0$) é obtida a partir de TCs conectados no mesmo.

Considerando os ajustes recomendados em Kindermann (2005) e utilizando a corrente nominal do gerador síncrono de 113 A, definiu-se uma corrente de ajuste de 24 A para a proteção direcional de sobrecorrente de neutro, conforme indicado na equação (4.4).

$$0,2 \cdot 113 \leq I_{Npickup} \leq \frac{213}{1,1}, \quad (4.3)$$

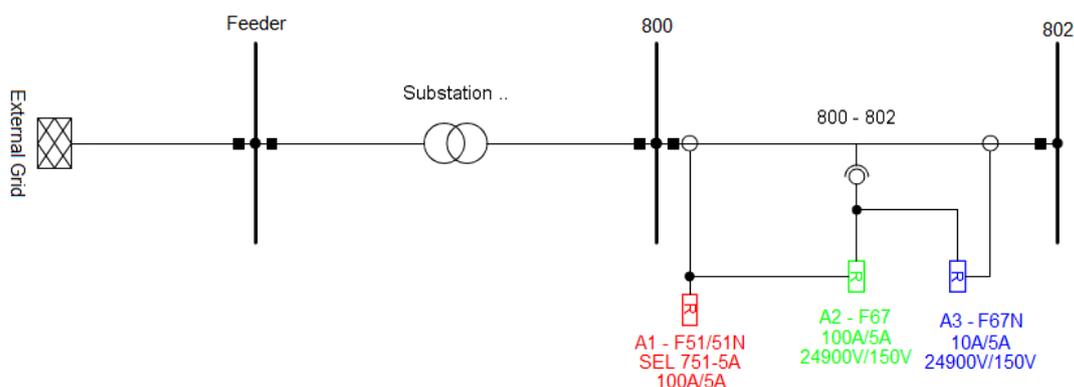
$$22,6 \text{ A} \leq I_{Npickup} \leq 193 \text{ A}. \quad (4.4)$$

A Tabela 10 apresenta um resumo de todos os parâmetros definidos até então e os seus correspondentes relés de proteção. Na Figura 23, o diagrama unifilar da área na qual os dispositivos encontram-se instalados é ilustrado e na Figura 24 o coordenograma das proteções implementadas em cada relé é destacado.

Tabela 10 – Resumo das proteções implementadas no nó 800.

Identificação	Modelo	ANSI	Ajustes	Curva	Dial / Tempo máximo
Relé A1	SEL 751-5A	F51	200 A	E.I. (IEC)	0,3
		F51N	20 A	E.I. (IEC)	0,3
Relé A2	Genérico	F67	120 A	-	0,03 s
Relé A3	Genérico	F67N	24 A	-	0,03 s

Figura 23 – Dispositivos de proteção próximos à subestação.



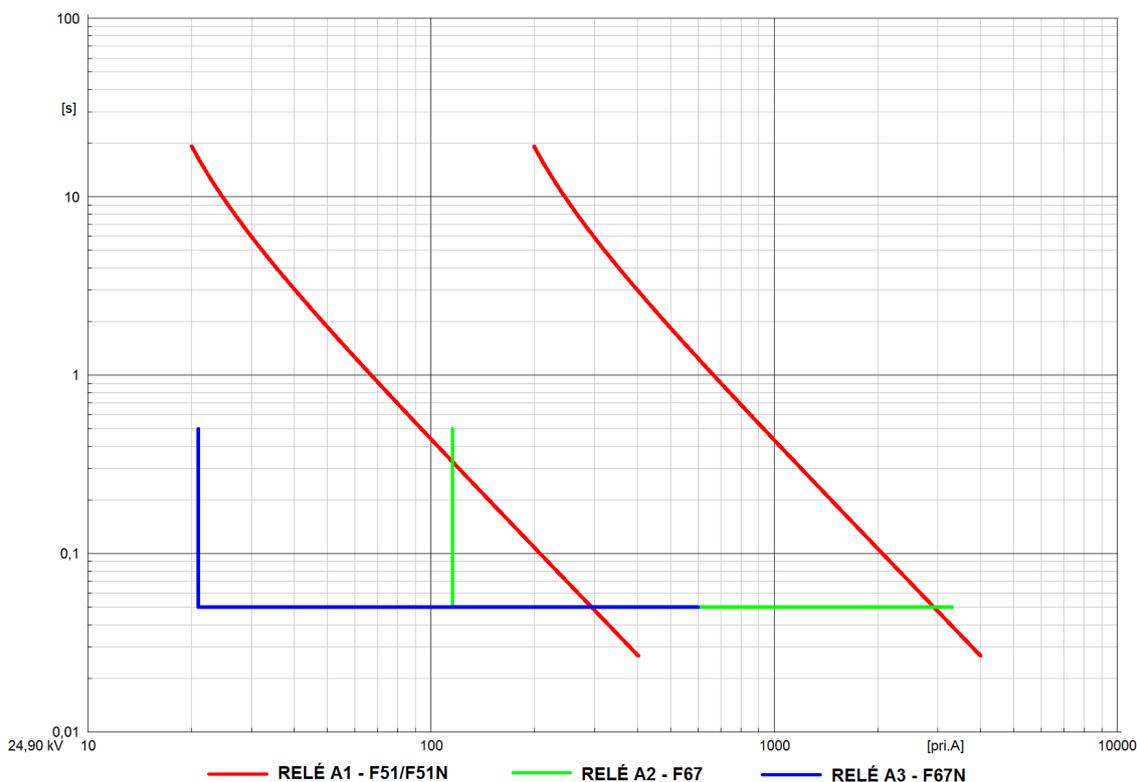
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.2 Proteções no ponto de conexão do Gerador Síncrono

Para proteção junto ao gerador foram instalados três relés, dois deles no lado de 24,9 kV (conexão Y_g) do transformador e um no lado de 13,8 kV (conexão Δ). Assim, tem-se os seguintes dispositivos:

- Relé B1, responsável pela proteção de sobrecorrente temporizada de fase (F51) e de neutro (F51N), subtensão (F27), sobretensão (F59), subfrequência (F81U), sobrefrequência (F81O) e taxa de variação de frequência (81R);
- Relé B2, responsável pela proteção direcional de sobrecorrente (F67) no sentido da rede de distribuição (concessionária);
- Relé B3, responsável pela proteção direcional de sobrecorrente (F67) no sentido da instalação do acessante;

Figura 24 – Coordenograma das proteções no nó 800.



Para a modelagem destes dispositivos, utilizou-se como referência a norma da CEMIG (CEMIG, 2020).

(a) *Relé B1 - SEL 751-5A*

As proteções F27, F59, F81U e F81O foram habilitadas no Relé B1, instalado no lado de 24,9 kV do transformador TF5, de acordo com os valores da Tabela 3. A proteção de sobrecorrente foi parametrizada conforme procedimento de cálculo proposto em (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011), no qual o ajuste pode ser definido com base na potência nominal do transformador TF5, que possui potência nominal (S_{TF}) igual a 5 MVA, tensão no primário (V_{pri}) de 13,8 kV, e tensão no secundário (V_{sec}) de 24,9 kV. A corrente nominal no secundário do transformador (I_{sec}) pode ser obtida através de:

$$I_{sec} = \frac{S_{TF}}{\sqrt{3} \times V_{sec}}, \quad (4.5)$$

sendo obtida, então, uma corrente nominal igual a 116 A. Considerando um fator de sobrecarga máximo de 150% do transformador, a corrente de ajuste do relé é igual a 174 A.

Dessa forma, foi habilitado no Relé B1 a proteção de sobrecorrente temporizada com

uma corrente de *pickup* de 175 A, utilizando a curva extremamente inversa (IEC) e um dial de tempo de 0,50.

Para faltas à terra próximas ao gerador, pelo fato de o transformador possuir configuração $\Delta - Y_g$, não há circulação de corrente de sequência zero no lado Δ do transformador. Já para o lado Y_g há passagem de corrente e, diante disso, foi habilitada a proteção de sobrecorrente de neutro (F51N) do Relé B1. A partir da equação (3.3) e considerando um fator de 20% para uma corrente nominal de 116 A no lado de 24,9 kV do transformador, e que a menor corrente de curto-circuito para uma falta F-T é de 232 A no nó 840, adotou-se como corrente de ajuste para função F51N, 25 A no Relé B1.

A proteção da taxa de variação da frequência (81R) também foi habilitada no respectivo relé. Segundo Melo Vieira Junior (2006), geralmente utilizam-se em geradores distribuídos valores na faixa de 0,10 a 1,20 Hz/s para a detecção de ilhamentos. Assim, optou-se por um ajuste de 1 Hz/s e um tempo de atuação de 100 ms.

(b) *Relé B2 - GE SR 750*

Na norma (CEMIG, 2020), recomenda-se o emprego da função direcional tanto para faltas na rede de distribuição quanto na instalação acessante. Assim, considerando a implementação da proteção F67 no Relé B2 para faltas que ocorram no lado da rede, a corrente nominal (I_{nom}) deve ser calculada considerando a potência instalada dos geradores na instalação do acessante. Desta forma, pode ser obtida através da seguinte equação, considerando-se, no mínimo, o fator de potência de referência 0,92:

$$I_{nom} = \frac{P_{inst}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot 0,92}, \quad (4.6)$$

onde:

P_{inst} é a potência instalada [W];

V_{nom} é a tensão nominal [V].

A partir da equação (4.6), obtém-se uma corrente nominal de 123 A. Ainda segundo CEMIG (2020), a corrente de ajuste do relé deve ser 1,05 vezes o valor da corrente I_{nom} , uma vez que pode haver ultrapassagem de 5% da potência instalada dos geradores. Assim, a corrente de ajuste foi de 129 A, para um dial de 0,2 e a utilização da curva IEC extremamente inversa.

$$I_{pickup} = 1,05 \cdot I_{nom} = 1,05 \cdot 123 = 129A. \quad (4.7)$$

(c) *Relé B3 - GE SR 750*

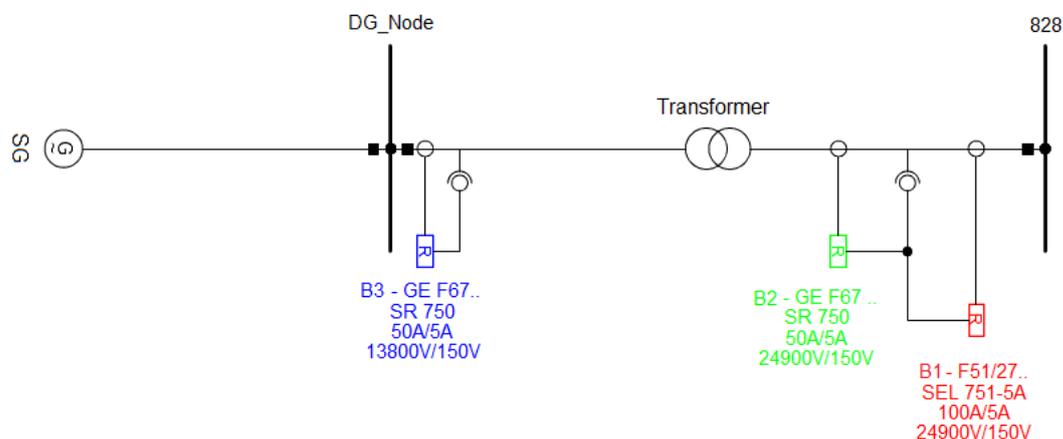
A proteção direcional de sobrecorrente foi implementada no Relé B3 para faltas que pudessem ocorrer na geração. Como não há carga conectada na instalação do acessante, foi considerado um ajuste com base no valor mínimo possível de corrente, conforme indicado em (CEMIG, 2020). Diante disso, foi escolhida uma corrente de ajuste de 5 A, um tempo dial de 0,1 e a curva IEC extremamente inversa.

Na Tabela 11, é apresentado um resumo dos ajustes realizados nos dispositivos de proteção. Já nas Figuras 25 e 26, são apresentados o diagrama unifilar próximo ao gerador síncrono e o coordenograma das proteções, respectivamente.

Tabela 11 – Resumo dos ajustes dos dispositivos próximos ao GS.

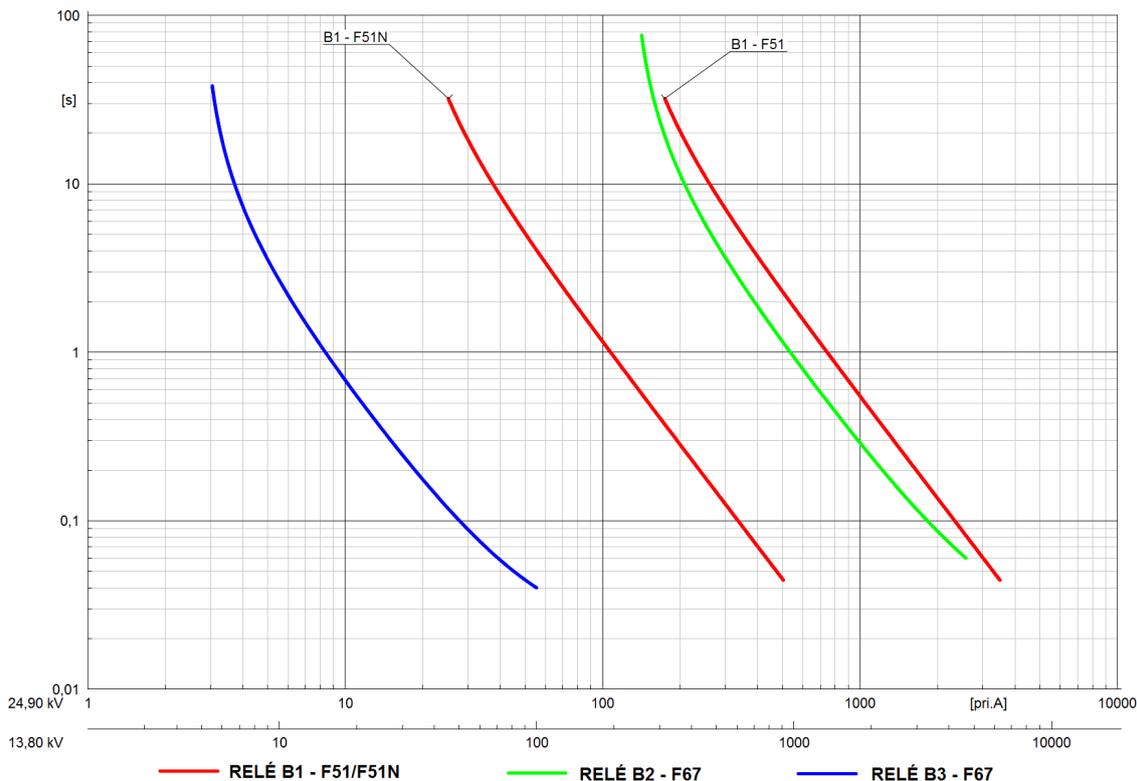
Identificação	Modelo	ANSI	Ajustes	Curva	Dial / Tempo máximo
Relé B1	SEL 751-5A	F51	174 A	E. I. (IEC)	0,5
		F51N	25 A	E.I. (IEC)	0,5
		F27	0,8 pu	-	5,0 s
			0,7 pu	-	1,5 s
		F59	1,1 pu	-	5,0 s
			1,2 pu	-	0,5
		F81O	60,5 Hz	-	2,0 s
			61,0 Hz	-	0,2 s
		F81U	59,0 Hz	-	2,0 s
			58,5 Hz	-	0,2 s
F81R	1,0 Hz/s	-	0,10 s		
Relé B2	GE SR 750	F67	129 A	E. I. (IEC)	0,2
Relé B3	GE SR 750	F67	5 A	E. I. (IEC)	0,1

Figura 25 – Proteções próximas ao GS.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 – Coordenograma das proteções no ponto de conexão do GS.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.3 Chaves Fusíveis

Por se tratar de um alimentador extenso, foram inseridas chaves fusíveis em alguns ramais de média tensão para proteger o sistema contra possíveis defeitos nos respectivos ramais. Assim, a identificação dos fusíveis, a localização e o tipo dos mesmos são:

- Chave-fusível F1, localizado entre os nós 808-810, do tipo 10K;
- Chave-fusível F2, localizado entre os nós 816-818, do tipo 20K;
- Chave-fusível F3, localizado entre os nós 836-862, do tipo 10K.

Os cálculos realizados para escolha dos fusíveis estão detalhados no Apêndice C.

4.4.4 Religador - Relé C1

Dada a longa extensão do alimentador, foi instalado um religador provido de relé de sobrecorrente temporizado de fase e de neutro no nó 858. Assim, para faltas a frente do nó 858 espera-se que o dispositivo desconecte o trecho sob falta do restante do alimentador. Para o correto funcionamento entre o religador e o fusível F3 instalado no final do alimentador, deve-se ajustar as curvas do religador para garantir a coordenação e seletividade do sistema.

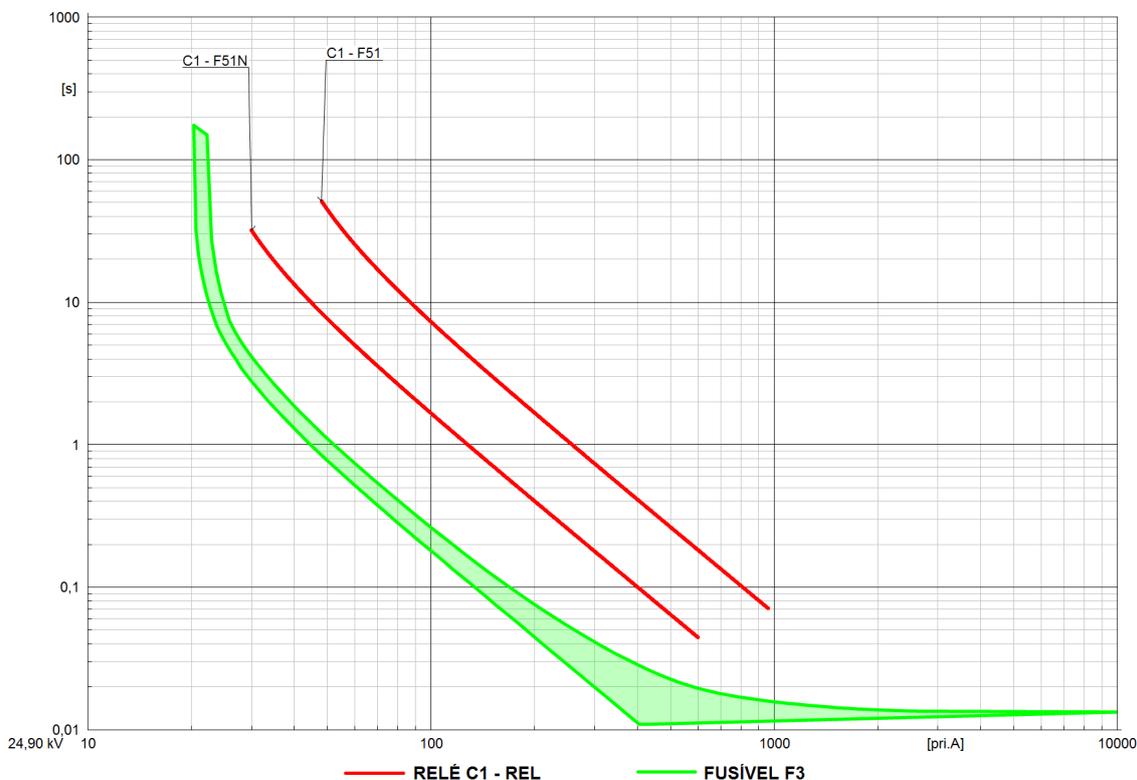
Utilizando um relé SEL 751-5A, foi escolhida uma corrente de ajuste de 48 A, um dial de tempo de 0,8 e uma curva característica extremamente inversa. O religador foi configurado para 3 operações de religamento, devendo ocorrer nos seguintes instantes de tempo: 1 s; 2 s; e 4 s. Após a terceira tentativa de religamento, o dispositivo entra em modo de bloqueio, permanecendo neste estado por 30 s e impossibilitado de atuar. Com o término deste tempo, a operação do religador é reiniciada, devendo-se respeitar novamente os tempos estabelecidos. Já para a proteção de neutro, a corrente de ajuste pode ser calculada através de (3.3), logo:

$$0,2 \times 14,085 \leq I_{Npickup} \leq \frac{132}{1,1}, \quad (4.8)$$

$$2,817 \text{ A} \leq I_{Npickup} \leq 120 \text{ A}. \quad (4.9)$$

Foi escolhida uma corrente de ajuste de neutro de 30 A, um tempo dial de 0,25 e uma curva extremamente inversa. O religador de neutro também foi configurado para 3 tentativas de religamento e os tempos de atuação são os mesmos do de fase. Na Figura 27, é apresentado o coordenograma das proteções à jusante do religador.

Figura 27 – Proteções habilitadas à jusante do religador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A inserção do religador na rede de distribuição requer atenção quanto aos esforços torcionais causados no gerador síncrono, uma vez que ao reconectar o ramal ao sistema

principal (alimentador), a variação de carga ou a reconexão de um ramal sob falta pode causar esforços danosos ao eixo do gerador.

4.4.5 Resumo das proteções

Para facilitar o entendimento do sistema de proteção modelado nesta rede, na Tabela 12 é apresentado um resumo de todas as funções habilitadas em cada relé.

Tabela 12 – Resumo das proteções implementadas.

Relé	Modelo	F51	F51N	F27	F59	F81	F81R	F67	F67N	F79
A1	SEL 751-A	✓	✓							✓
A2	Genérico							✓		✓
A3	Genérico								✓	✓
B1	SEL 751-A	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
B2	GE SR 750							✓		
B3	GE SR 750							✓		
C1	SEL 751-A	✓	✓							✓

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo, os resultados das simulações de diferentes casos são apresentados e discutidos. As simulações foram realizadas através do *software DIGSILENT*, sendo que as principais variáveis do GS observadas são: tensão, frequência, potência ativa e reativa, tensão de campo e posição angular do rotor. Assim, sete diferentes casos foram analisados, conforme segue:

- **Caso 1:** falta fase-terra no nó 822;
- **Caso 2:** falta fase-terra no nó 860;
- **Caso 3:** falta fase-terra no nó 860, considerando a variação de quantidade de PVs em operação;
- **Caso 4:** abertura do disjuntor CB-A e ilhamento do sistema;
- **Caso 5:** falta fase-terra no nó 800;
- **Caso 6:** inclusão de carga no nó 832;
- **Caso 7:** falta trifásica no nó 828.

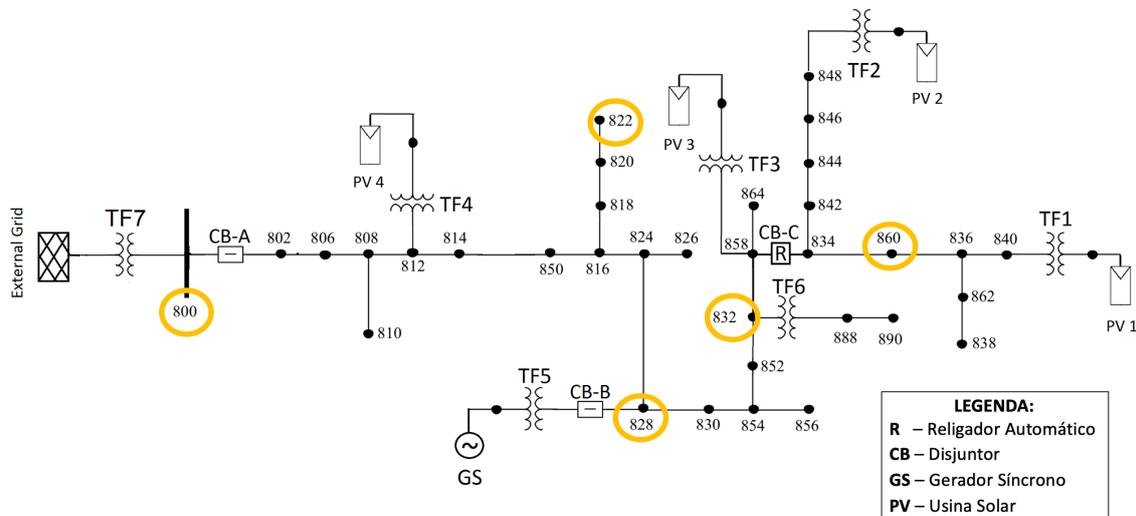
Com o intuito de aprofundar o estudo quanto aos impactos do sistema de proteção na estabilidade, cenários complementares foram simulados aos casos 2, 3 e 5. Para tal, as proteções do gerador síncrono foram desabilitadas nestes casos, de forma a se observar o impacto no comportamento dinâmico sob um esquema menos seletivo. A Tabela 13 apresenta de maneira resumida os casos definidos, destacando o tipo de evento aplicado, a localização dos mesmos, o número de PVs em operação e a condição das proteções do sistema (se estão habilitadas ou não).

Para facilitar o entendimento dos casos analisados, o diagrama unifilar do alimentador é apresentado novamente na Figura 28, com destaque para os nós onde foram aplicados os eventos.

Tabela 13 – Casos avaliados.

Caso	Evento	Nó	Nº de PVs	Relé do GS	Relé da Subest.	Religador
1	Fase-terra	822	4	✓	✓	✓
2 (a)	Fase-terra	860	4	✓	✓	✓
2 (b)					✓	✓
3 (a)	Fase-terra	860	0/2/4	✓	✓	✓
3 (b)					✓	✓
4	Ilhamento	800	2	✓	✓	✓
5 (a)	Fase-terra	800	4	✓	✓	✓
5 (b)					✓	✓
6	Chaveamento	832	4	✓	✓	✓
7 (a)	Trifásica	828	4	✓	✓	✓
7 (b)					✓	✓

Figura 28 – Alimentador com os nós em destaque para os eventos simulados.



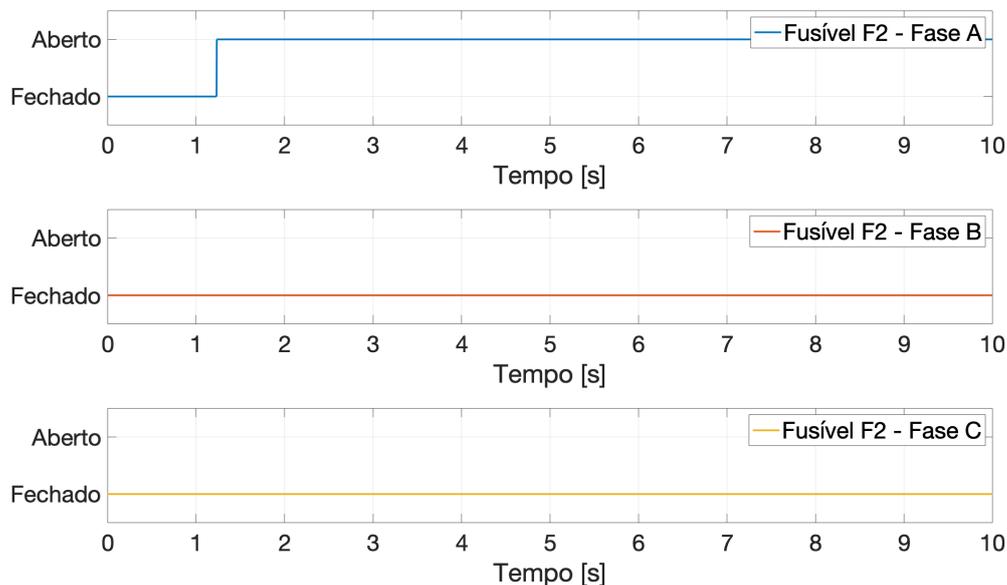
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1 Caso 1: Falta fase-terra no nó 822

Neste caso, um curto-circuito fase-terra na fase A foi aplicado no nó 822, no instante de tempo de 1 s da simulação. Após 233 ms, o fusível F2 (conectado próximo à falha) rompe, desconectando a fase A do ramal. A Figura 29 mostra o evento de abertura monopolar do dispositivo de proteção, isolando a falta na respectiva fase. Devido à rápida resposta do fusível, nenhum dos demais equipamentos de proteção instalados ao longo do alimentador atuaram, mantendo as fontes (GS e PVs) conectadas à rede.

A Figura 30 apresenta o comportamento da tensão no ponto de conexão do GS, onde é

Figura 29 – Status do fusível F2 para cada fase - Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

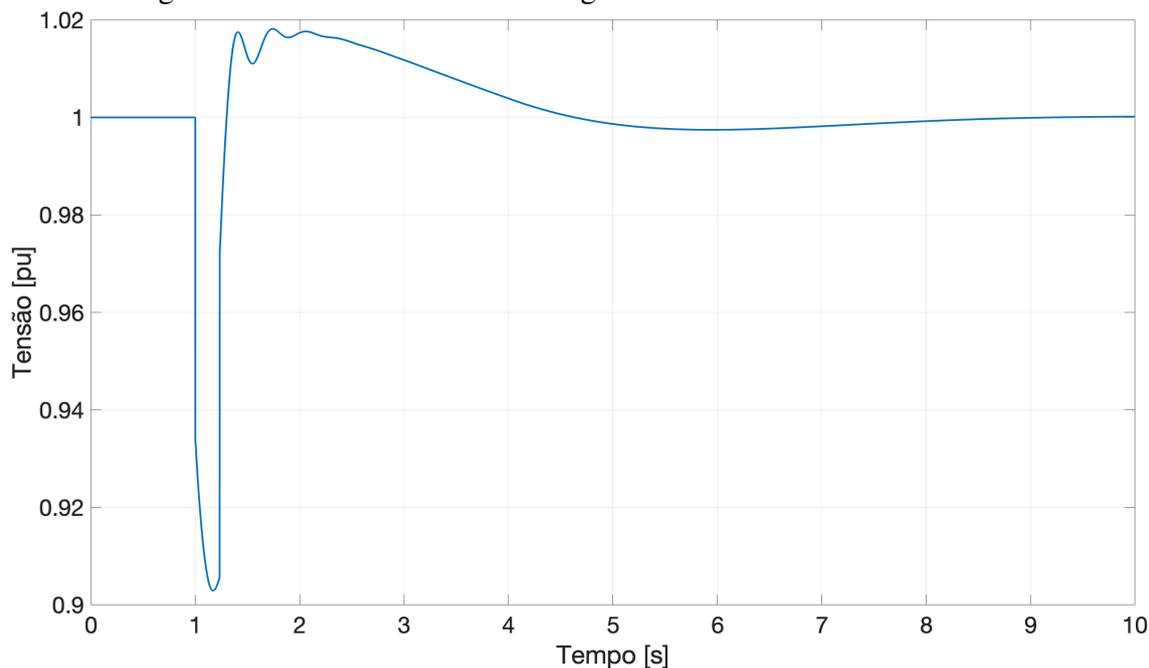
possível observar que a falta causou um afundamento de tensão próximo de 0,9 pu durante o transitório. No entanto, a rápida operação do fusível permitiu que o GS recuperasse a magnitude da tensão, estabilizando em 1,00 pu em regime permanente. Ao se comparar os valores obtidos nas simulações com os critérios de análise estabelecidos neste trabalho, apresentados na Tabela 5, constata-se que as respostas são aceitáveis, uma vez que a tensão em regime transitório não atingiu o limite de 0,9 pu. A avaliação destes critérios é apresentada de forma resumida através da Tabela 14, onde é possível observar o status de cada variável conforme o limite inferior e o limite superior para este caso.

Tabela 14 – Análise dos critérios - Caso 1.

Variável	Limite inferior	Status ¹	Limite superior	Status
ΔP (kW)	-937,5	✓	3.937,5	✓
VRT (pu)	0,9	✓	1,1	✓
VRP (pu)	0,93	✓	1,05	✓
FRT (Hz)	56,5	✓	66,0	✓
FRP (Hz)	59,9	✓	60,1	✓

¹ O símbolo ✓ indica que nenhuma violação ocorreu.

Figura 30 – Tensão no terminal do gerador durante o evento - Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

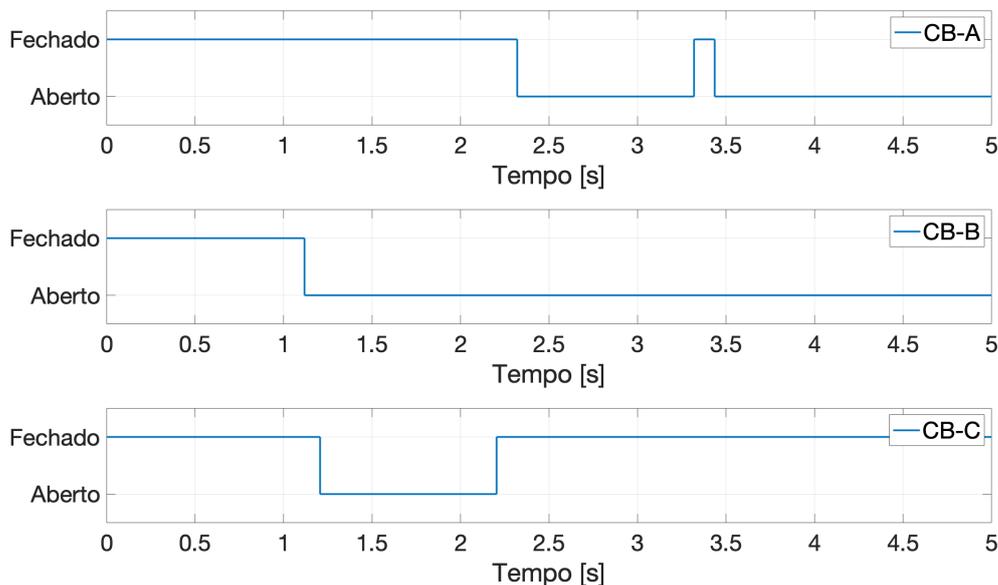
5.2 Caso 2(a): Falta no nó 860

No segundo caso, foi aplicada uma falta fase-terra permanente no nó 860, a jusante do religador, e considerou-se que todas as PVs estavam operando. Os resultados deste caso mostram a ocorrência de diversos eventos transitórios e, para uma melhor compreensão, é realizada uma análise cronológica dos acontecimentos. A Figura 31 ilustra o estado de cada disjuntor instalado na rede, onde CB-A representa o disjuntor do alimentador junto à Subestação, CB-B é o disjuntor no ponto de conexão do GS e CB-C refere-se ao religador instalado ao longo do alimentador.

O primeiro equipamento de proteção a operar é o Relé B1 (ponto de conexão do gerador síncrono), no instante de tempo de 1,118 s da simulação, abrindo CB-B por conta da proteção de sobrecorrente temporizada do neutro (F51N). Como este dispositivo não possui a função de religamento (F79) habilitada, o GS é desconectado da rede permanentemente. O segundo equipamento a atuar é o Relé C1 (religador) em 1,206 s, abrindo CB-C e isolando o ramal da falha. No instante 2,203 s, ou seja, após 1 s, o Relé C1 realiza a primeira operação de religamento, conectando o ramal ao alimentador novamente.

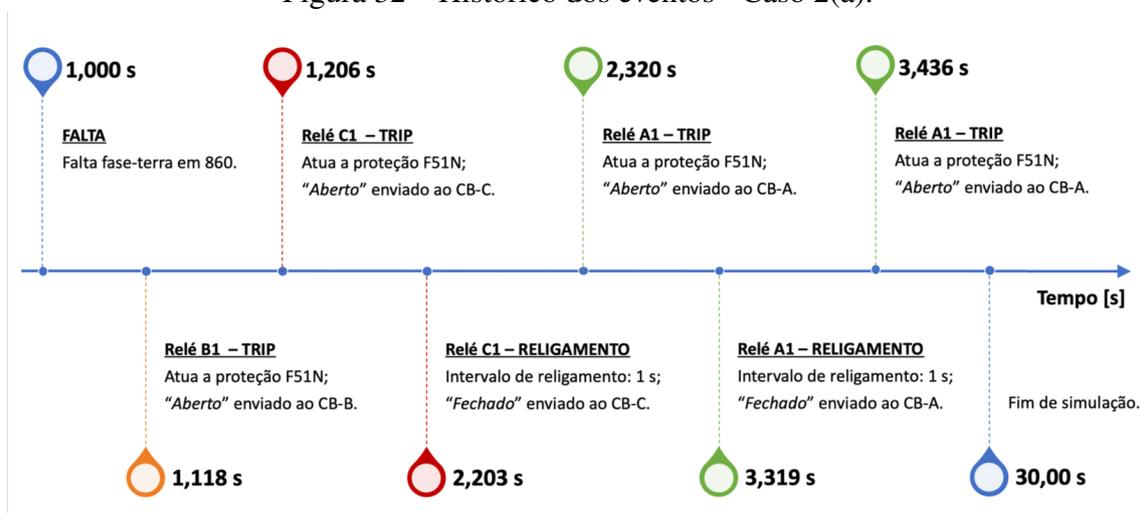
No instante 2,32 s, o Relé A1 (próximo à Subestação) opera e abre CB-A, fazendo com que o sistema perca sua segunda fonte. Após 1 s, o Relé A1 reestabelece a conexão entre a subestação e o alimentador. No entanto, em 3,436 s, a proteção sensibiliza pela segunda vez e envia o comando de abertura para o CB-A. Como o dispositivo possui apenas um ciclo de religamento habilitado, o Relé A1 entra em status de bloqueio por 30 s, ou seja, fica impossibilitado de religar o disjuntor por este período. Como consequência des-

Figura 31 – Status de cada disjuntor - Caso 2(a).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 32 – Histórico dos eventos - Caso 2(a).



Fonte: Elaborado pelo autor.

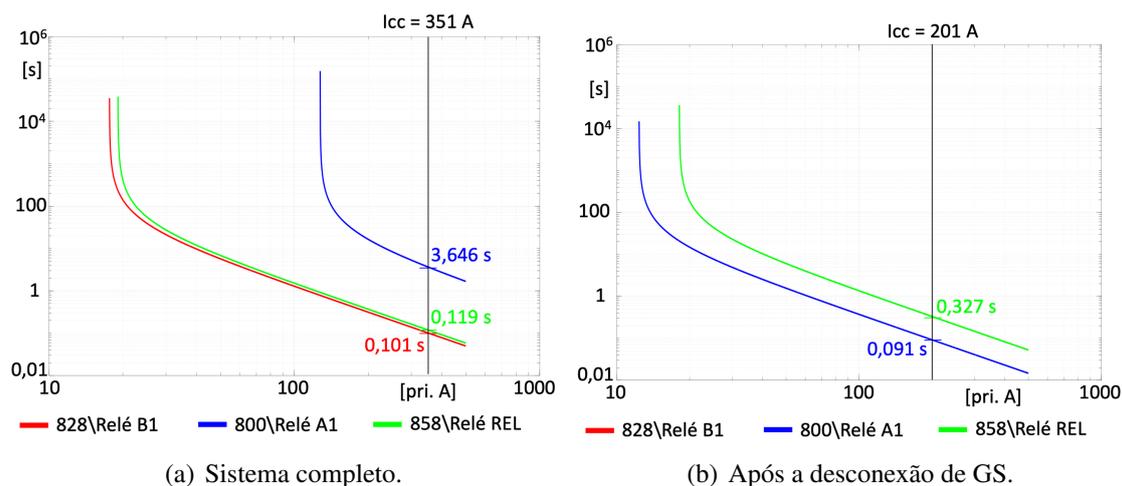
ses eventos, todas as fontes foram desconectadas, levando à interrupção no fornecimento para este alimentador. A Figura 32 ilustra a linha do tempo da simulação, bem como a descrição dos eventos.

Cabe ressaltar que, após o religador reconectar o ramal à rede, o próximo dispositivo de proteção a operar é o relé A1 do disjuntor do alimentador, diferentemente do que ocorre no início da simulação, quando o religador (relé C1) é o primeiro dispositivo a atuar. No entanto, isso pode ser explicado pela abertura do disjuntor CB-B, que desconecta o GS. Sem a contribuição de curto-circuito por parte do transformador de acoplamento, a cor-

rente de curto-circuito no local da falta diminui, impactando nos tempos de coordenação e seletividade. Assim, o tempo de atuação do relé da subestação é menor que o tempo de atuação do religador.

Nas Figuras 33 (a) e 33 (b), são apresentados os coordenogramas dos dispositivos para proteção de sobrecorrente de neutro do sistema considerando o GS conectado e desconectado, respectivamente. Nota-se que para uma falta monofásica à terra no nó 860, o primeiro coordenograma indica a atuação dos relés do gerador síncrono, do religador e o do alimentador, respeitando esta sequência. Já no segundo coordenograma, as correntes e tempos de atuação alteram-se com a desconexão do GS, sendo o relé A1 o primeiro dispositivo a atuar e por fim o religador a operar. Logo, a utilização do coordenograma permite que se verifique a importância de se fazer o ajuste considerando o gerador conectado ou não, assim como o impacto que a filosofia adotada tem sob os tempos de atuação dos dispositivos de proteção.

Figura 33 – Coordenograma dos dispositivos de proteção de neutro - Caso 2(a).



Fonte: Elaborado pelo autor.

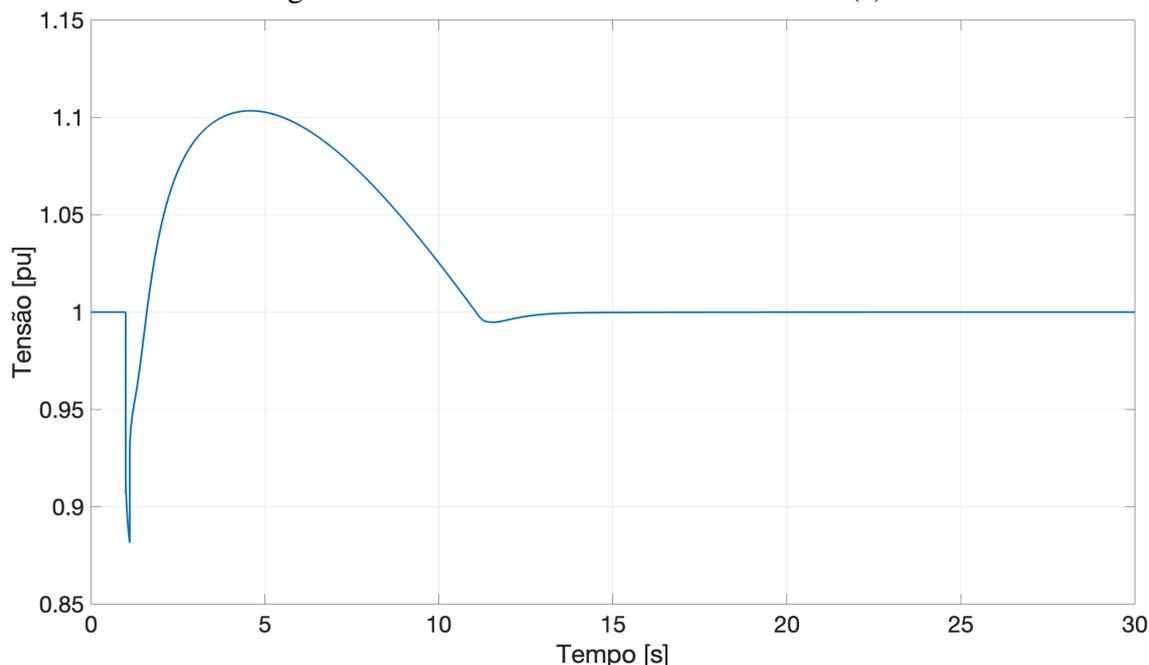
Embora a proteção do GS estar com ajuste de tempo mais rápido que a proteção do religador não seja o cenário ideal para faltas a jusante do religador, uma vez que desconecta o gerador sem que a proteção da zona de proteção da falta atue antes, esta é uma situação possível e recorrente que as distribuidoras se deparam em redes de distribuição. Logo, para se contornar tal situação, seria necessário reduzir o ajuste de tempo do religador.

Quando as respostas do gerador síncrono são analisadas, uma queda de tensão abaixo de 0,9 pu é observada, seguida por uma sobretensão superior a 1,1 pu causada pela abertura do disjuntor no ponto de conexão do GS, valores não aceitáveis conforme a Tabela 5. Observa-se que o AVR atua, estabilizando a tensão em 1 pu novamente, conforme mostrado na Figura 34. Cabe ressaltar que pode-se propor novos ajustes para os reguladores, de forma a reduzir o tempo de recuperação.

A abertura do disjuntor provoca uma redução de carga de 1.500 kW, causando um

aumento na velocidade da turbina, uma vez que não há mais carga conectada ao gerador. A Figura 35 ilustra o desvio de frequência e a lenta resposta do controlador em estabilizar novamente a frequência em 60 Hz. Conforme (IEEE, 2004), frequências abaixo de 59,4 Hz e acima de 60,6 Hz podem levar a vibração nas palhetas da turbina. Quando menor a subfrequência ou maior a sobrefrequência, e quanto mais ciclos a máquina permanece nessa condição de operação, maior os danos e redução de vida útil.

Figura 34 – Tensão transitória do GS - Caso 2(a).



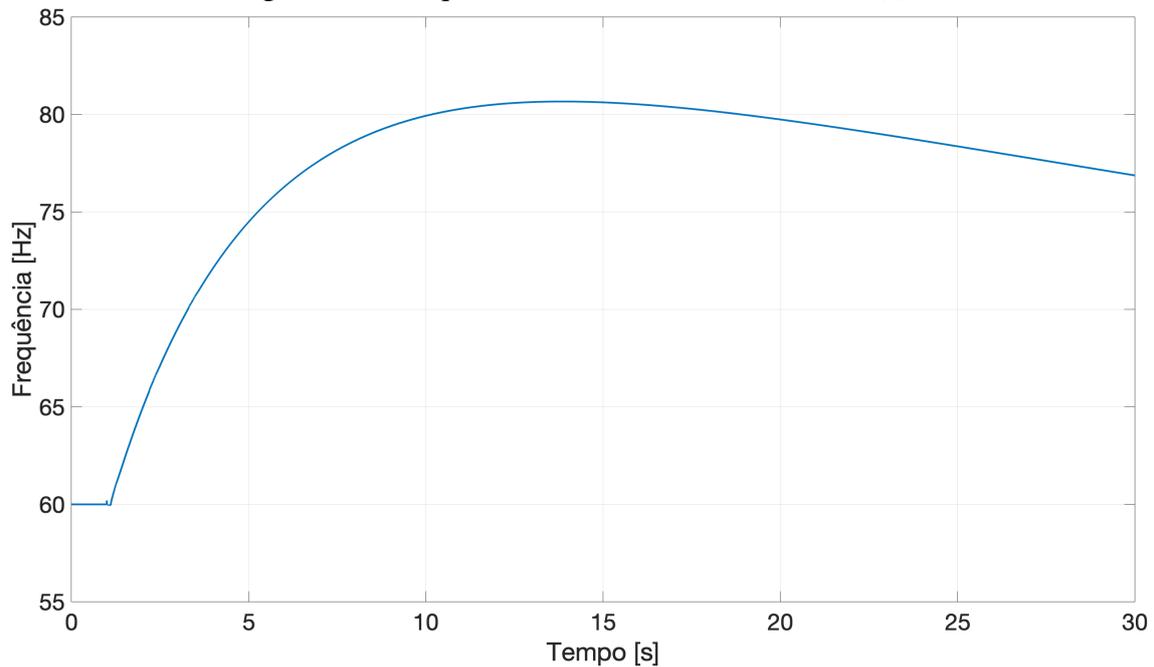
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 Caso 2(b): caso complementar

Outra condição a ser avaliada neste cenário é a redução da sensibilidade do sistema de proteção do GS para faltas a frente do religador. A redução da sensibilidade foi simulada desabilitando as proteções do gerador, permitindo assim que as proteções do religador e dos fusíveis atuem antes que as proteções do gerador. Dessa forma, pode-se avaliar o comportamento do gerador síncrono durante a perturbação. Na Figura 36 é possível observar a posição de cada disjuntor, sendo que apenas o religador atua, isolando o local da falta do alimentador principal sem desconectar nenhuma fonte da rede (com exceção da PVs 01 e 02 que estão instaladas no ramal desconectado). Além disso, três tentativas de religamento são realizadas pelo religador até que finalmente o mesmo assume a condição de bloqueio.

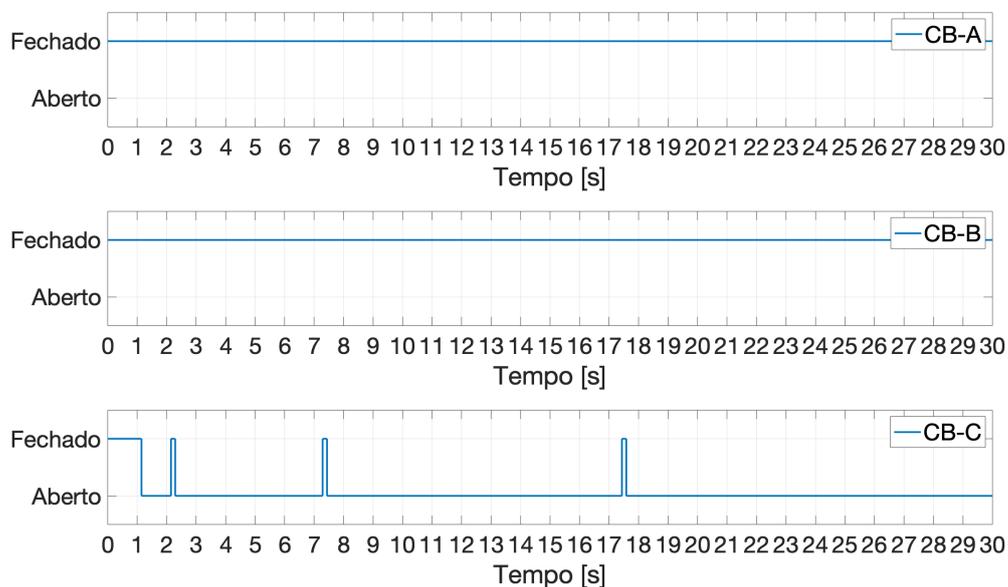
Na Figura 37, pode-se verificar os impactos das tentativas de religamento na tensão terminal do GS, as quais levaram a três afundamentos de tensão após a abertura do disjuntor CB-C. Além disso, a tensão atingiu valores inferiores a 0,9 pu em mais de uma

Figura 35 – Frequência transitória do GS - Caso 2(a).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 36 – Posição dos disjuntores para uma nova condição de operação - Caso 2(b).

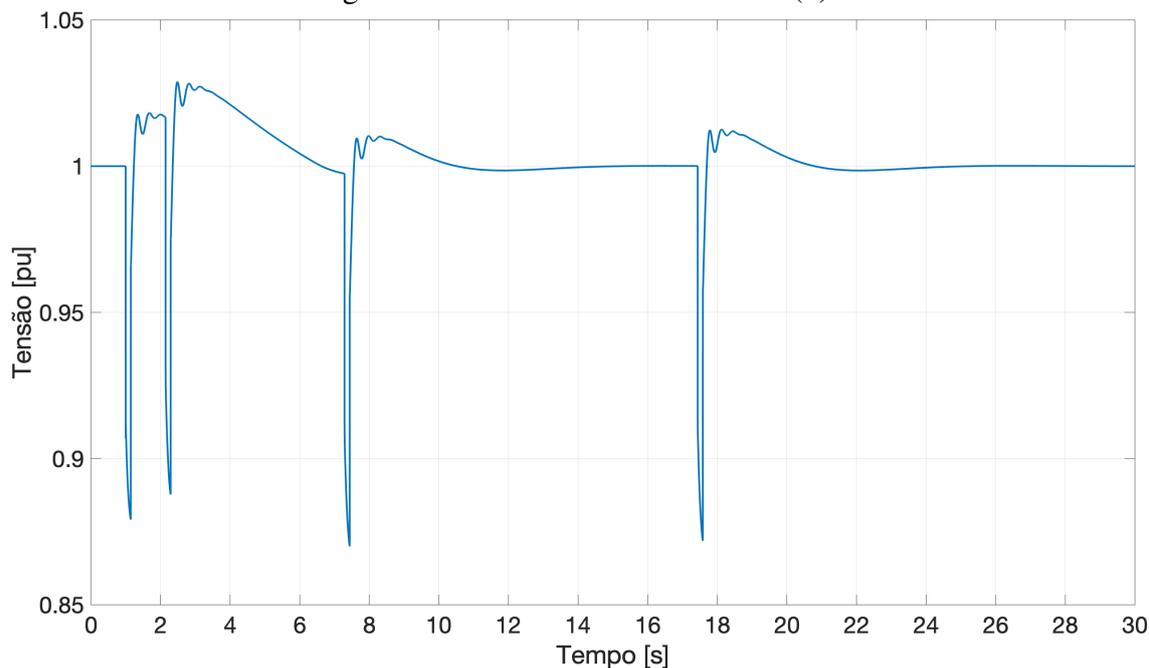


Fonte: Elaborado pelo autor.

ocasião. Porém, a partir do momento que o religador assumiu a posição de bloqueio, é visto que a tensão terminal do gerador estabilizou em 1 pu em regime permanente.

A Tabela 15 mostra as variáveis analisadas para o caso 2, considerando novos ajustes de operação da proteção, onde a tensão atinge valores fora da faixa recomendada.

Figura 37 – Tensão terminal - Caso 2(b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 15 – Análise dos critérios - Caso 2(b).

Variável	Limite inferior	Status	Limite superior	Status
ΔP (kW)	-937,5	✓	3.937,5	✓
VRT (pu)	0,9	✗	1,1	✓
VRP (pu)	0,93	✓	1,05	✓
FRT (Hz)	56,5	✓	66	✓
FRP (Hz)	59,9	✓	60,1	✓

O símbolo ✓ indica que nenhuma violação ocorreu, enquanto ✗ indica o contrário.

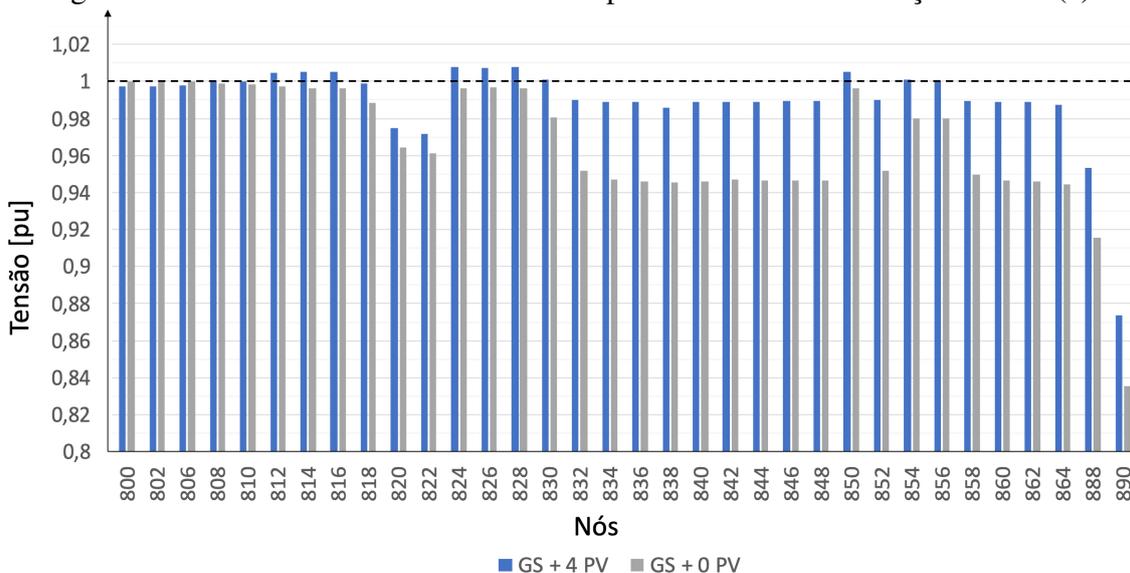
5.4 Caso 3(a): Variando a quantidade de PVs operando

O caso 3 foi simulado para avaliar o impacto que o número de PVs em operação pode ter na estabilidade do gerador síncrono, considerando as seguintes condições operacionais: quatro PVs, duas PVs e nenhuma PV ativas. Os resultados obtidos nessas simulações são complementares aos encontrados no Caso 2, uma vez que a mesma falha é aplicada no nó 860, porém o número de PVs conectadas é alterado.

Primeiramente, ao se analisar o sistema sob a condição de pré-falta, os resultados mostram mudanças relacionadas ao perfil de tensão. Apesar das PVs contribuírem apenas com potência ativa em condições normais, ou seja, operando com fator de potência unitário, a conexão destas ocasionou aumento na tensão da maioria dos nós ao longo do alimentador. Essa mudança pode ser observada na Fig. 38, onde é apresentada a tensão de sequência positiva em todos os nós, considerando a operação de quatro PVs e a de nenhuma PV. No nó 864, por exemplo, a tensão variou de 0,944 a 0,987 pu devido à

introdução de quatro PVs na rede. Portanto, tais resultados indicam que a presença de PVs pode contribuir para a melhoria do perfil de tensão dos alimentadores, uma vez que diminui a circulação de corrente e a queda de tensão mais próxima da carga. No entanto, cabe ressaltar que outros efeitos no controle de tensão devem ser analisados, a exemplo da intermitência deste tipo de fonte e a interação com equipamentos como reguladores de tensão e bancos de capacitores.

Figura 38 – Perfil de tensão do alimentador para 4 e 0 PVs em serviço - Caso 3(a).



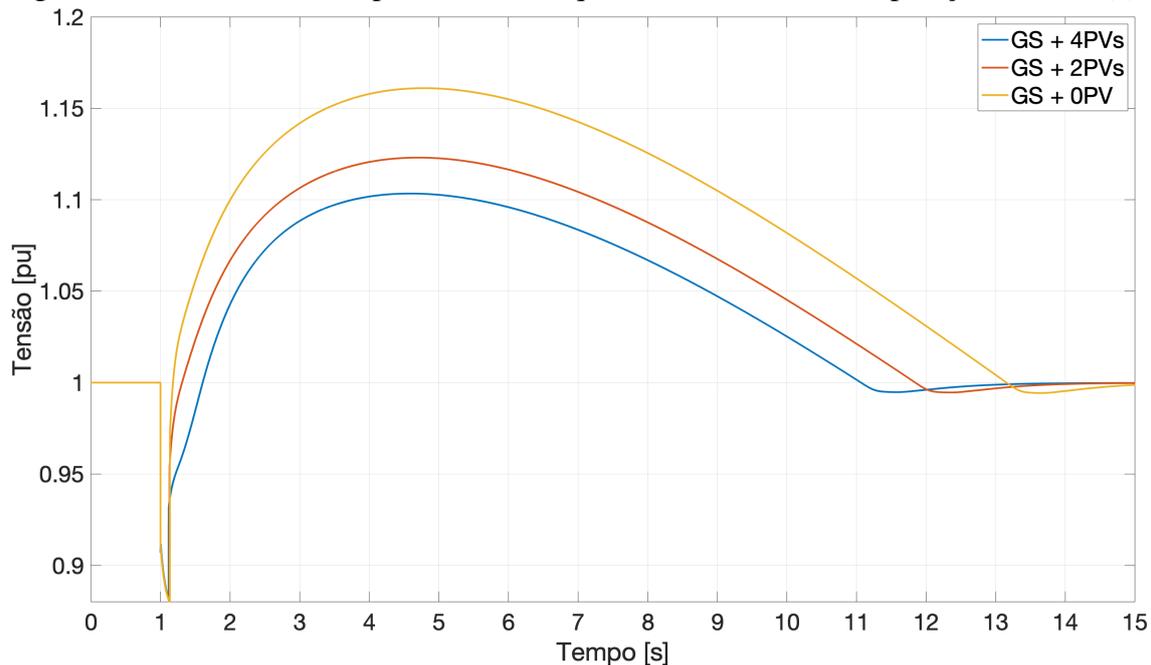
Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao se analisar a resposta transitória do GS durante a aplicação da falta, nota-se uma similaridade no comportamento das respostas, dado que os eventos são os mesmos e que ocorre o rápido disparo da proteção. Contudo, deve ser observado um aspecto: embora o disjuntor CB-B tenha aberto e desconectado o gerador, isolando o mesmo do restante do sistema, a variação de PVs ativas teve impactos na resposta do controlador de tensão, como pode ser constatado na Figura 39. Para um maior número de PVs conectados à rede, o desvio de magnitude da resposta transitória da tensão foi menor, ao passo que um intervalo menor de tempo foi necessário para estabilizar a tensão. Portanto, as diferentes condições de operação do sistema pré-falta influenciaram o comportamento dinâmico do gerador síncrono após a atuação da proteção.

5.5 Caso 3(b): caso complementar

O procedimento realizado no Caso 2 (b) foi replicado para o Caso 3 (b), no qual o dispositivo de proteção do gerador (Relé B1) foi desabilitado. A Figura 40 mostra a resposta da tensão para esta condição, com uma ampliação no intervalo de tempo entre 0 e 2 s, período em que ocorre a falta e a abertura do religador. Durante o curto-circuito, nota-se que as respostas são bastante semelhantes, porém, após o desligamento do ramal

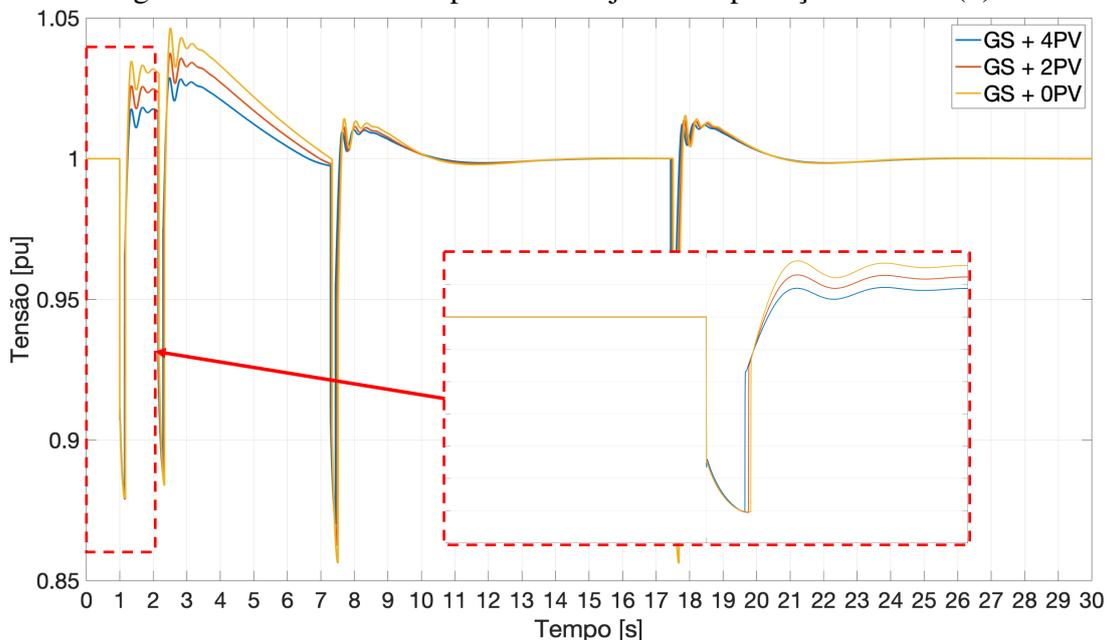
Figura 39 – Tensão terminal para diferentes quantidades de PVs em operação - Caso 3(a).



Fonte: Elaborado pelo autor.

onde ocorre a falta, a magnitude da sobretensão no gerador síncrono é diferente, sendo menor para a condição em que todos os PVs se encontram operação.

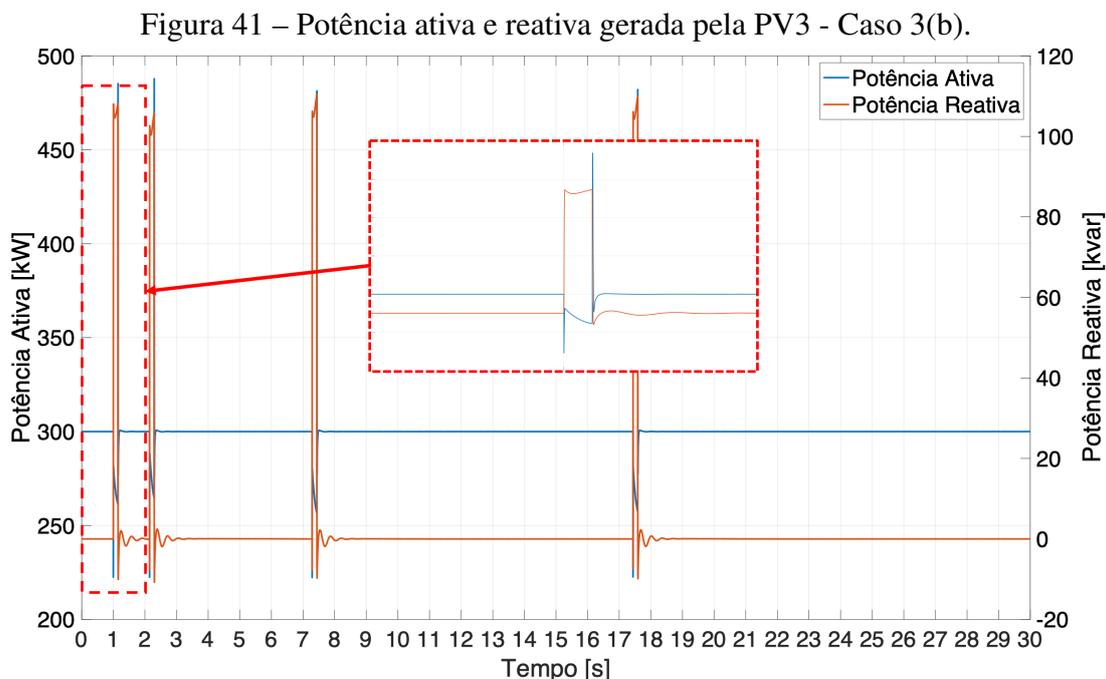
Figura 40 – Tensão do GS para novos ajustes de proteção - Caso 3(b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com relação ao comportamento das PVs durante os eventos, a Figura 41 mostra o gráfico da potência ativa e da potência reativa injetada pela PV3 no sistema, localizada a montante do religador, considerando todas as PVs em operação. Durante a falta, quando

o disjuntor CB-C encontra-se fechado, percebe-se que a PV contribui com a injeção de potência reativa, uma vez que a tensão no sistema tende a cair diante do evento de curto-circuito. Ao passo que o disjuntor é aberto pelo relé do religador, a contribuição de potência reativa da PV passa a ser nula e aumenta-se a geração de potência ativa para atender a carga do sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor.

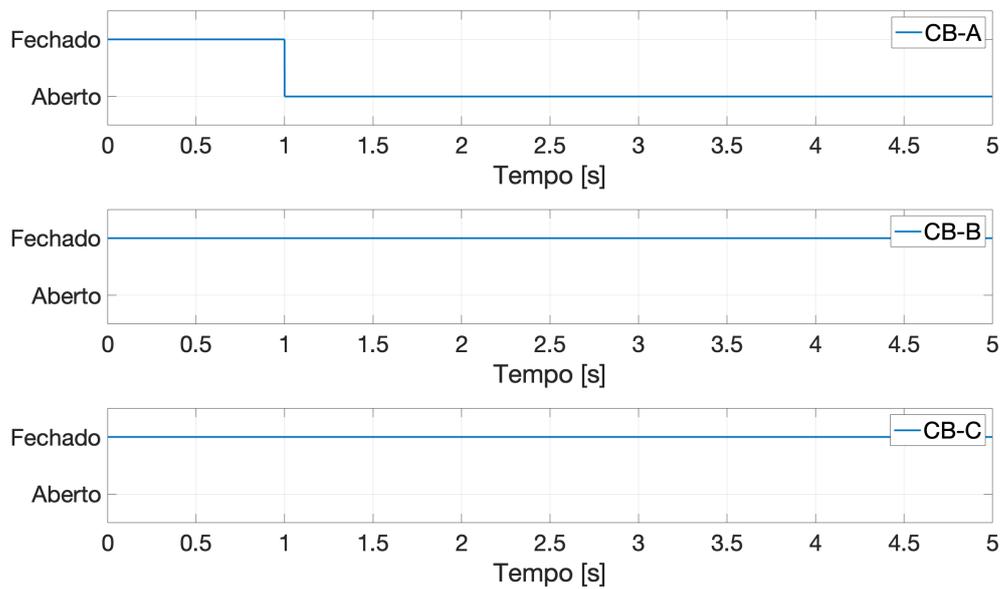
5.6 Caso 4: Abertura de CB-A e Ilhamento

Neste caso, as PVs 1 e 3 são desligadas enquanto que as PVs 2 e 4 permanecem ativas. Além disso, o despacho do gerador síncrono é alterado, passando a fornecer um total de 1.122 kW para a rede, de forma que a potência gerada pelas PVs e pelo GS seja aproximadamente igual à carga do alimentador mais perdas, favorecendo a operação em condições de ilhamento. Com 1 s de simulação, o disjuntor CB-A é aberto, levando o alimentador ao ilhamento. A Figura 42 mostra o momento exato da abertura do CB-A, bem como a posição dos demais disjuntores, que permanecem inalterados.

Como a soma da potência gerada pelas PVs e pelo GS é aproximadamente igual à carga do alimentador, quando o disjuntor é aberto, praticamente não há mudança no fluxo de potência em decorrência do chaveamento. Isso pode ser comprovado na Figura 43, que mostra uma variação na potência ativa do GS menor que 1%.

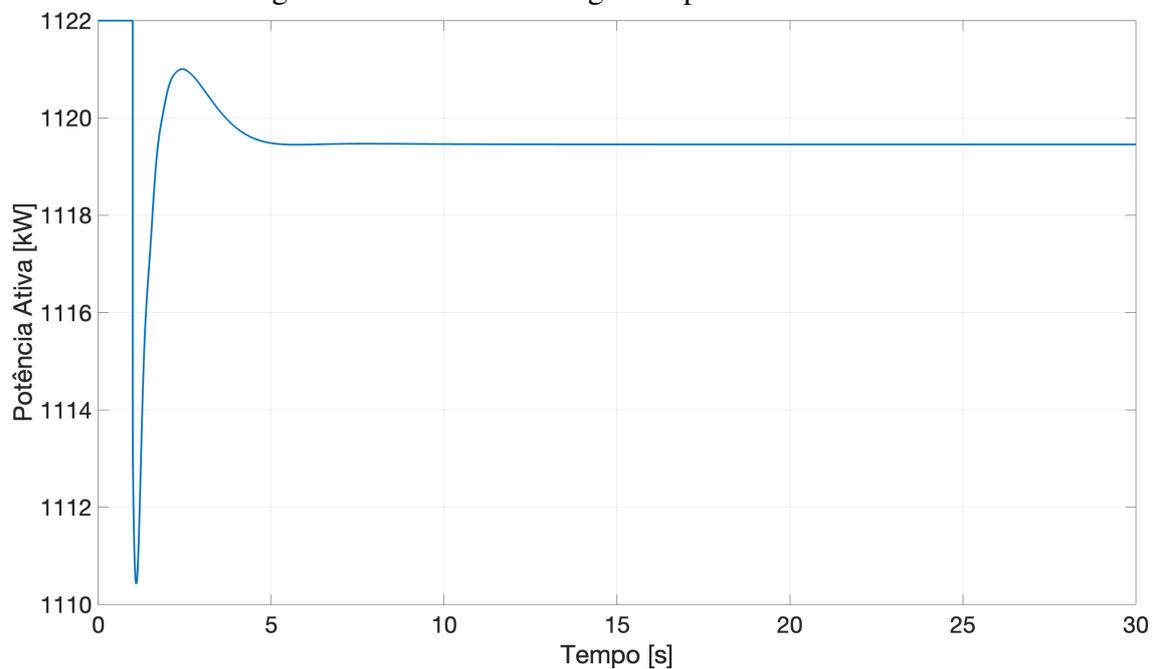
Na Figura 44, é apresentado o comportamento da frequência do GS. Nota-se que a frequência se estabilizou rapidamente em 60 Hz, mostrando que para este ponto de operação, o sistema poderia operar ilhado. Cabe ressaltar que nenhuma das funções de proteção habilitadas disparam neste evento, portanto, para se evitar a operação ilhada,

Figura 42 – Posição dos disjuntores - Caso 4.



Fonte: Elaborado pelo autor.

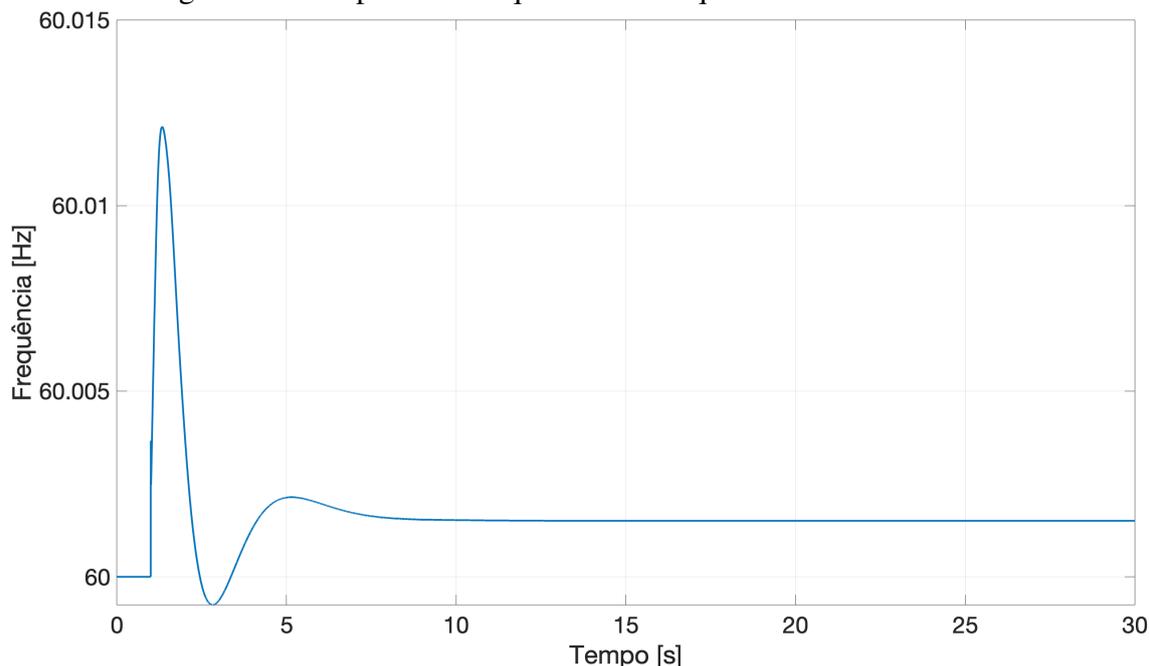
Figura 43 – Potência ativa gerado pelo GS - Caso 4.



Fonte: Elaborado pelo autor.

outros esquemas de proteção devem ser avaliados. A Tabela 16 apresenta a análise de critérios para este caso de teste, onde é possível observar que não ocorreram violações.

Figura 44 – Resposta da frequência da máquina síncrona - Caso 4.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 16 – Análise dos critérios - Caso 4.

Variável	Limite inferior	Status	Limite superior	Status
ΔP (kW)	-1.315,5	✓	3.559,5	✓
VRT (pu)	0,9	✓	1,1	✓
VRP (pu)	0,93	✓	1,05	✓
FRT (Hz)	56,5	✓	66,0	✓
FRP (Hz)	59,9	✓	60,1	✓

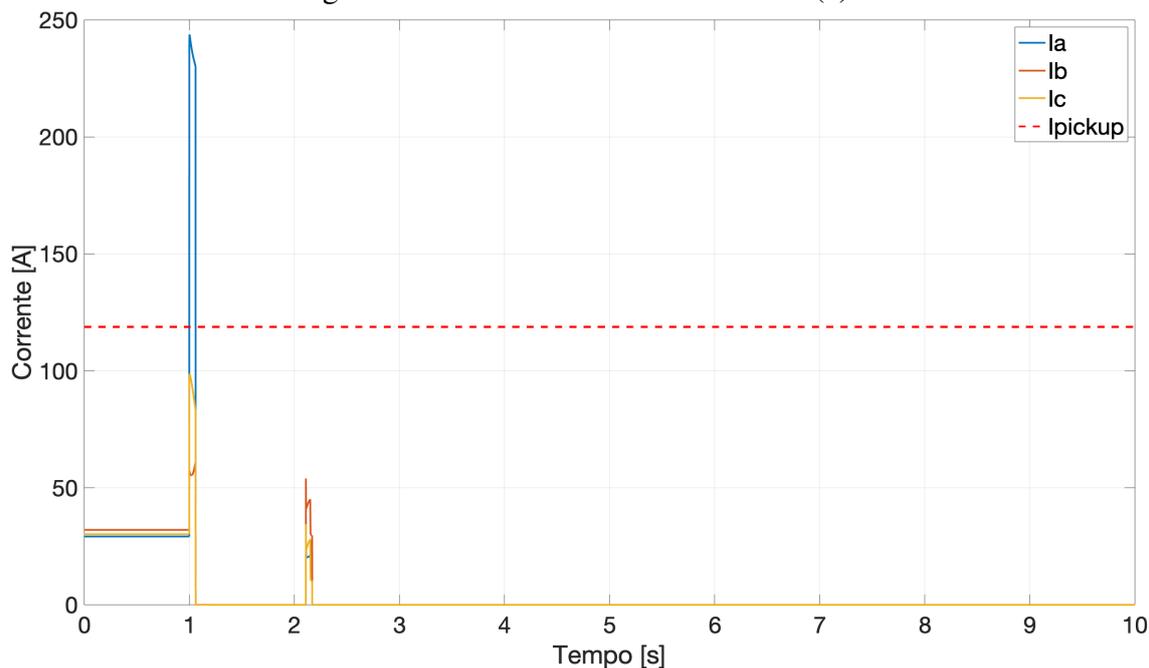
O símbolo ✓ indica que nenhuma violação ocorreu.

5.7 Caso 5(a): Falta no nó 800

No caso 5, uma falta fase-terra é aplicada no nó 800, em 1 s da simulação, considerando todas as PVs conectadas ao sistema e o GS com geração igual a 1.500 kW. Diante da falta, o Relé A4 (sobrecorrente direcional de fase) foi o primeiro a operar, em 1,06 s, abrindo CB-A e ilhando a rede. Na Figura 45, as correntes de fase entre os nós 800 e 802 (saída do alimentador) são apresentadas, bem como a corrente de *pickup* (acionamento) do relé direcional de sobrecorrente de fase (ajustada em 120 A), conforme descrito na Tabela 10. A partir da análise da Figura 45, verifica-se que a corrente da fase A atinge valores elevados, causando a abertura do disjuntor CB-A em aproximadamente 60 ms.

Embora a falta tenha sido isolada pelo dispositivo próximo à subestação, o relé B1 (próximo ao GS) foi sensibilizado rapidamente pela proteção 81R (taxa de variação da frequência) em 1,201 s, causando a desconexão do GS. Como os relés próximos à subestação têm apenas uma função de religamento habilitada, em 2,11 s, o CB-A foi fechado novamente. No entanto, como a falta era permanente, em 2,17 s o comando de abertura

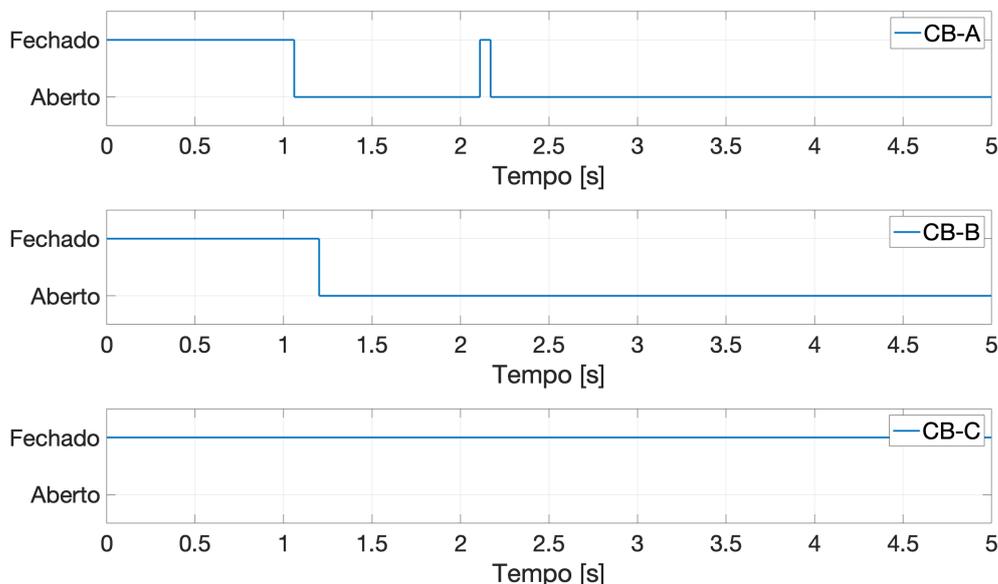
Figura 45 – Correntes das fases - Caso 5(a).



Fonte: Elaborado pelo autor.

foi enviado ao disjuntor e o mesmo foi aberto definitivamente. Na Figura 46 é apresentado o status de cada disjuntor.

Figura 46 – Posição dos disjuntores - Caso 5(a).

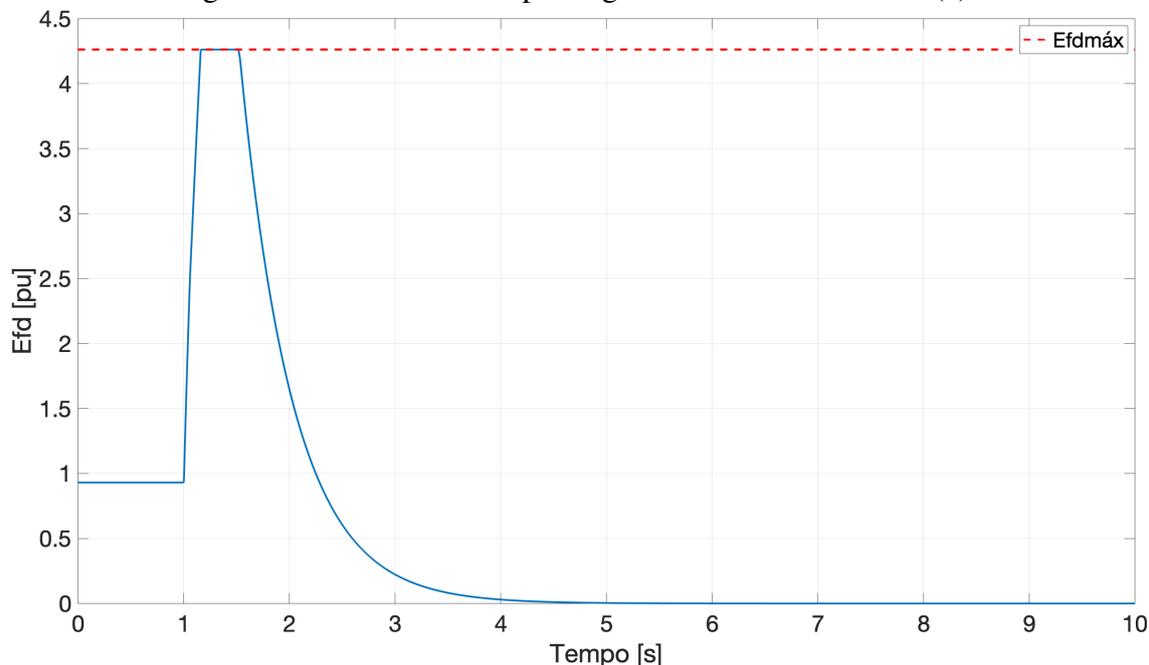


Fonte: Elaborado pelo autor.

Diante do afundamento de tensão causado pelo curto-circuito, o GS aumentou a geração de potência reativa, através da operação de AVR sobre a tensão de excitação. A Figura 47 ilustra o comportamento do controlador de tensão, mostrando que, embora o

AVR tenda a aumentar a tensão de campo, ele é limitado pelo parâmetro Efd_{max} , que é a tensão de campo máxima permitida para o gerador.

Figura 47 – Tensão de campo do gerador síncrono - Caso 5(a).



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.8 Caso 5(b): caso complementar

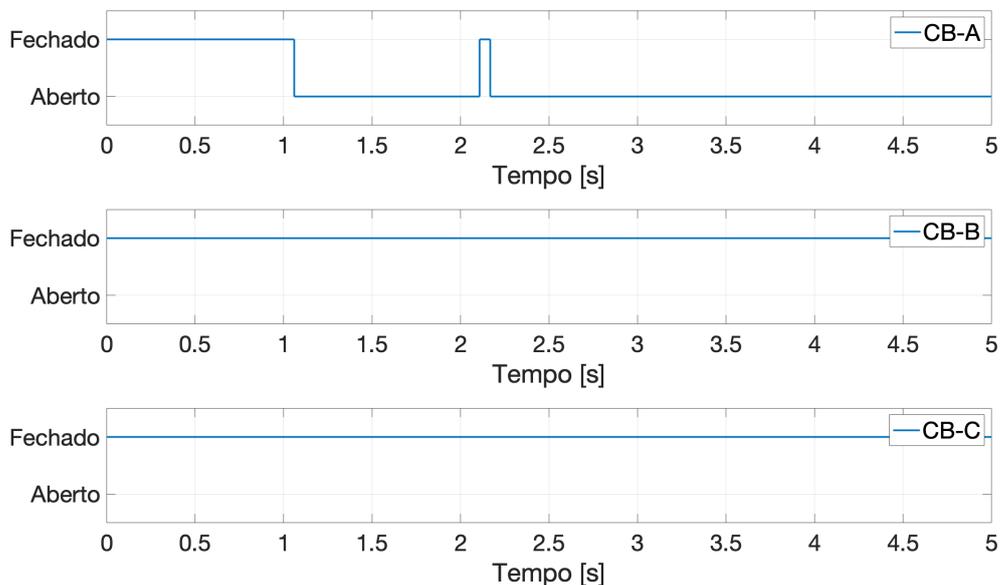
Neste caso, a falta no nó 800 foi simulada considerando que a proteção do GS foi desabilitada. Por conta dessas mudanças, os resultados mostram que apenas a proteção da subestação atuou, enquanto que as outras proteções não foram sensíveis à falta, conforme ilustrado na Figura 48.

A Figura 49 apresenta a potência ativa do GS, onde é possível observar um notável desvio na magnitude. De acordo com (IEEE, 1980b), no instante do chaveamento a variação máxima aceitável é de 0,5 pu da potência nominal do gerador. Os limites para este cenário foram incluídos no gráfico, considerando a potência do gerador no instante anterior ao chaveamento (1.500 kW). Analisando a Figura 49, pode-se perceber que o evento simulado faz com que a potência exceda o limite recomendável, o que pode ocasionar danos ao eixo do sistema gerador-turbina.

Com relação à frequência, novamente uma oscilação é vista em regime transitório, na qual uma sobrefrequência inicial é causada pela desconexão da subestação e alguns picos notáveis devido à atuação de CB-A, conforme mostrado na Figura 50. Após os eventos, é possível notar que a frequência se estabiliza em 60,5 Hz em regime permanente.

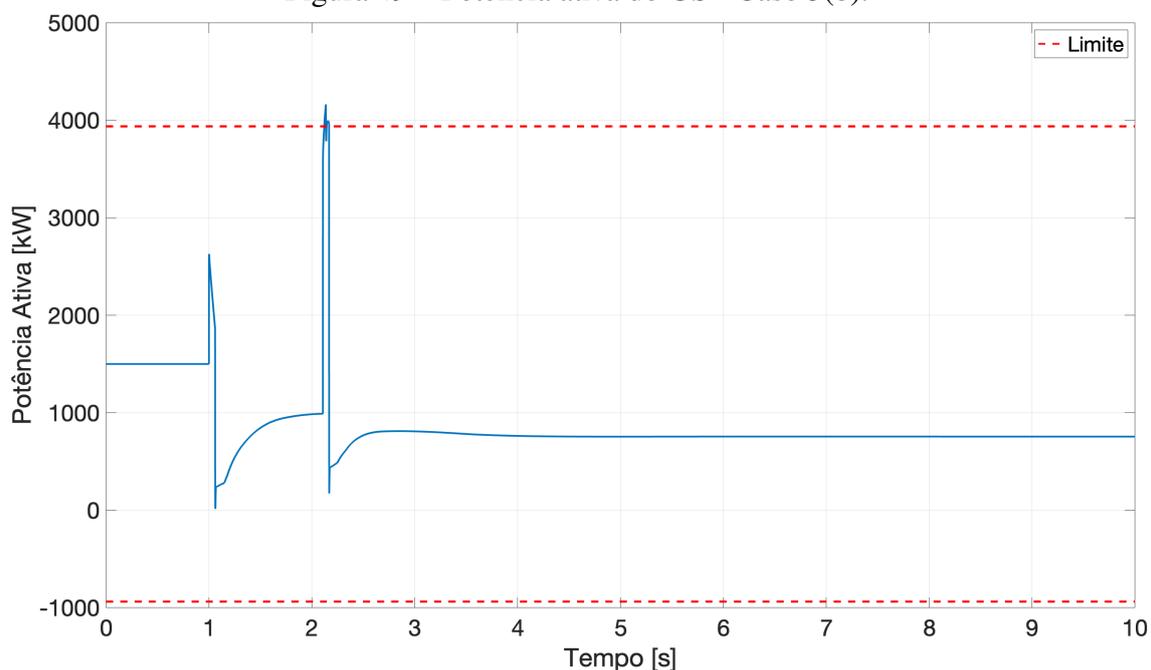
Os impactos do curto-circuito e eventos de chaveamento na tensão do gerador podem ser visualizados na Figura 51. Embora a tensão tenha alcançado uma condição estável em

Figura 48 – Posição dos disjuntores sob nova condição de operação - Caso 5(b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 – Potência ativa do GS - Caso 5(b).

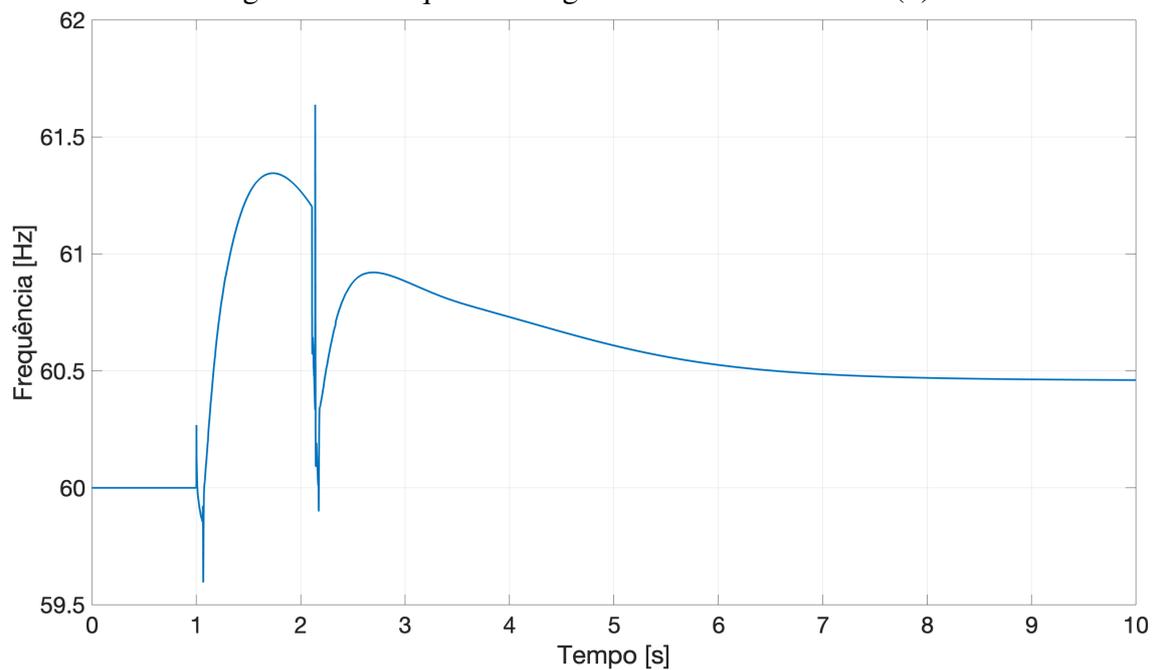


Fonte: Elaborado pelo autor.

regime permanente, houve dois afundamentos na tensão durante a simulação dinâmica, sendo que um deles atingiu aproximadamente 0,8 pu. Em um cenário normal, com todos os relés de proteção operando, a função de subtensão poderia atuar de modo a desconectar o GS, dependendo dos ajustes parametrizados.

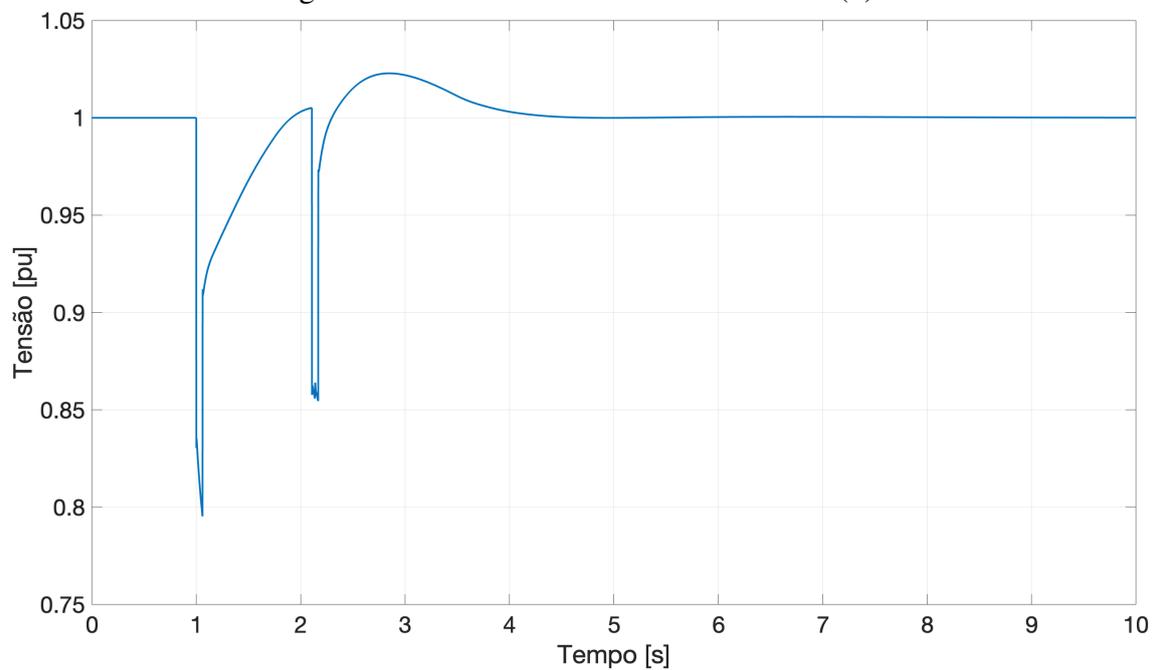
Para a simulação do caso 5 sob novas condições de ajustes de proteção, portanto,

Figura 50 – Frequência no gerador síncrono - Caso 5(b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 51 – Tensão terminal do GS - Caso 5(b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

alguns critérios não são atendidos, conforme indicado na Tabela 17.

Tabela 17 – Análise dos critérios para o Caso 5(b).

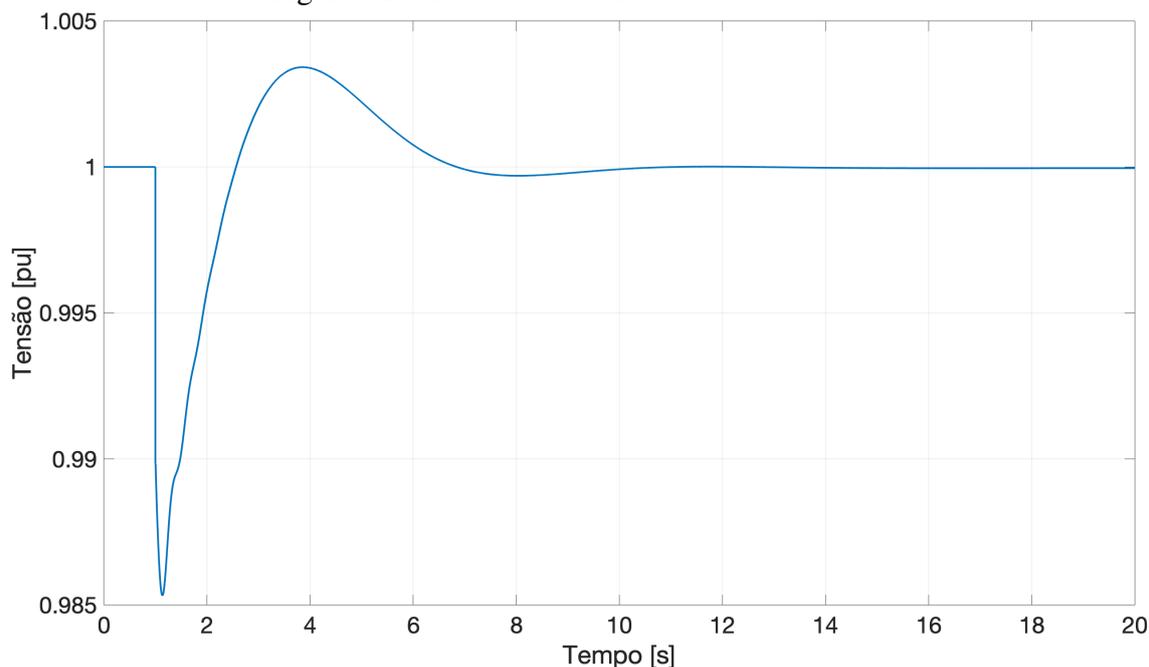
Variável	Limite inferior	Status	Limite superior	Status
ΔP (kW)	-937,5	✓	3.937,5	✗
VRT (pu)	0,9	✗	1,1	✓
VRP (pu)	0,93	✓	1,05	✓
FRT (Hz)	56,5	✓	66	✓
FRP (Hz)	59,9	✓	60,1	✗

O símbolo ✓ indica que nenhuma violação ocorreu, enquanto ✗ indica o contrário.

5.9 Caso 6: Inclusão de carga no nó 832

Considerando o sistema sob condições normais de operação (4 PVs ativas), para o Caso 6 foi conectada uma carga de 500 kW e 300 kvar ao nó 832 no instante de 1 s, a fim de se aferir o impacto do chaveamento de cargas no comportamento dinâmico do sistema. Este evento representou o incremento aproximado de uma carga de 28% do total do sistema, para o qual a resposta da tensão transitória é apresentada na Figura 52.

Figura 52 – Tensão no terminal do GS - Caso 6.



Fonte: Elaborado pelo autor.

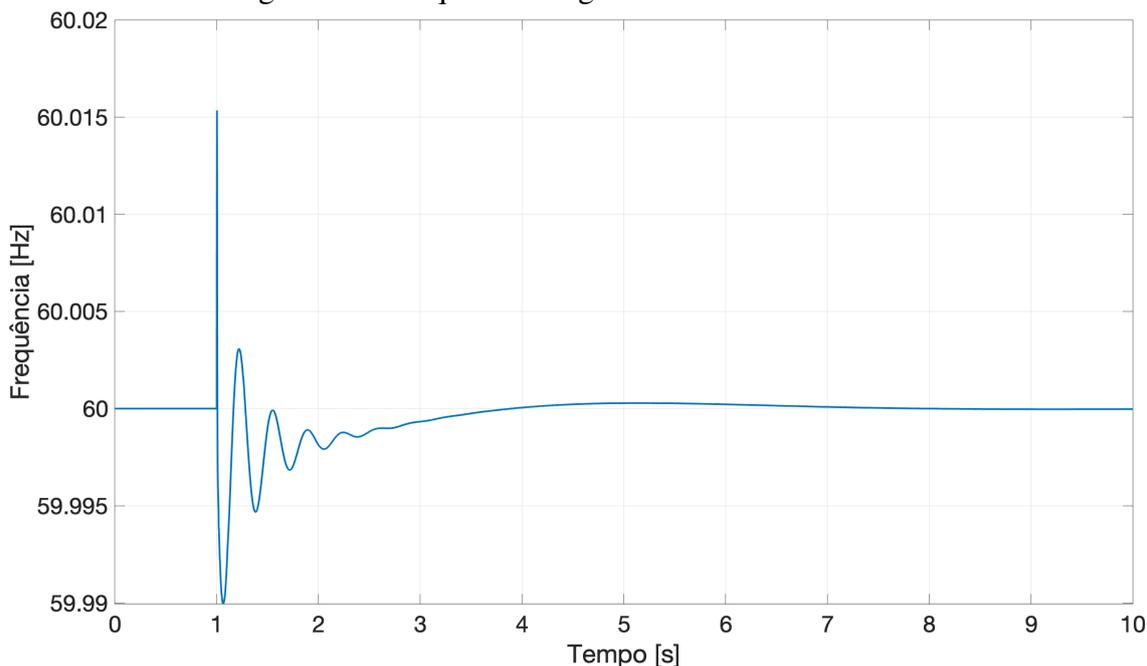
De acordo com a Figura 52, é visto que não há grandes oscilações na tensão, sendo a variação inferior à 0,015 pu. Além disso, após o evento de inclusão da carga, nota-se que a tensão retorna ao ponto de operação de 1,00 pu e estabiliza após o instante de 10 s, indicando o correto funcionamento do AVR.

Ao analisar a resposta da frequência para o Caso 6, ilustrada na Figura 53, constata-se que, embora haja uma oscilação, o desvio de magnitude é muito pequeno, não sendo sensibilizada nenhuma proteção de frequência no sistema, nem outra função complementar.

Os pequenos desvios podem ser justificados pela condição operacional do sistema, onde a geração total era maior que a demanda, mesmo após o acréscimo da nova carga, sendo ao término da simulação:

- Geração: GS (1.500 kW) + 4 PVs (300 kW/cada) = 2.700 kW
- Demanda: 1.700 kW + Nova carga (500 kW) = 2.200 kW

Figura 53 – Frequência do gerador síncrono - Caso 6.



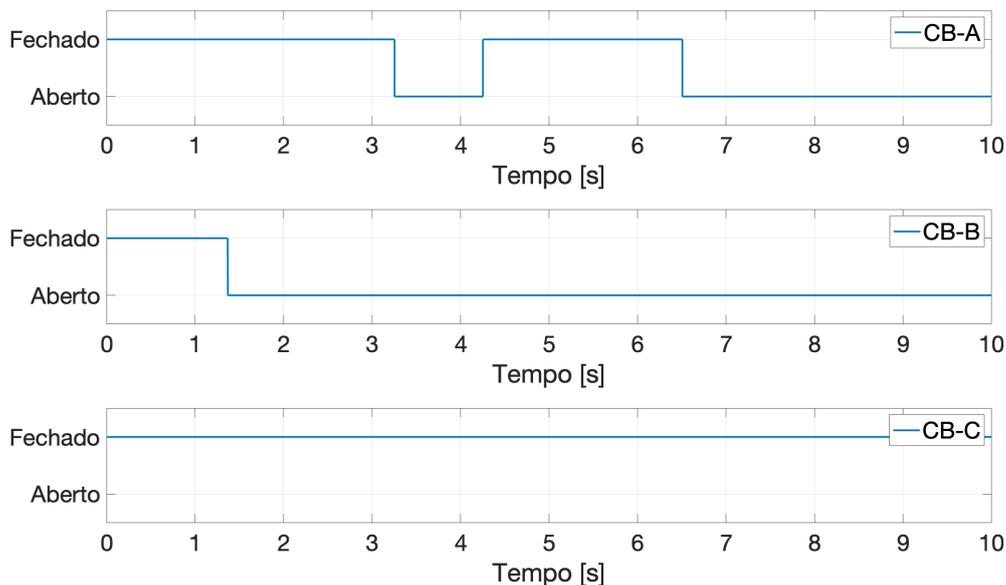
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.10 Caso 7(a): Falta no nó 828

Neste caso, foi aplicado um curto-circuito trifásico permanente no nó 828, próximo ao GS, no instante de 1 s. Analisando os eventos registrados, no instante de 1,36 s ocorre a abertura do disjuntor próximo ao GS pela proteção direcional de sobrecorrente de fase do relé B2. A seguir, em 3,254 s ocorre a abertura do disjuntor CB-A pela proteção de sobrecorrente de fase (relé A1). Dado que este dispositivo possui a função de religamento habilitada, em 4,25 s ocorre o refechamento do disjuntor. No entanto, em 6,506 s ocorre novamente a abertura de CB-A pela sensibilização da proteção 51. Na Figura 54, é apresentada a posição dos disjuntores durante a simulação.

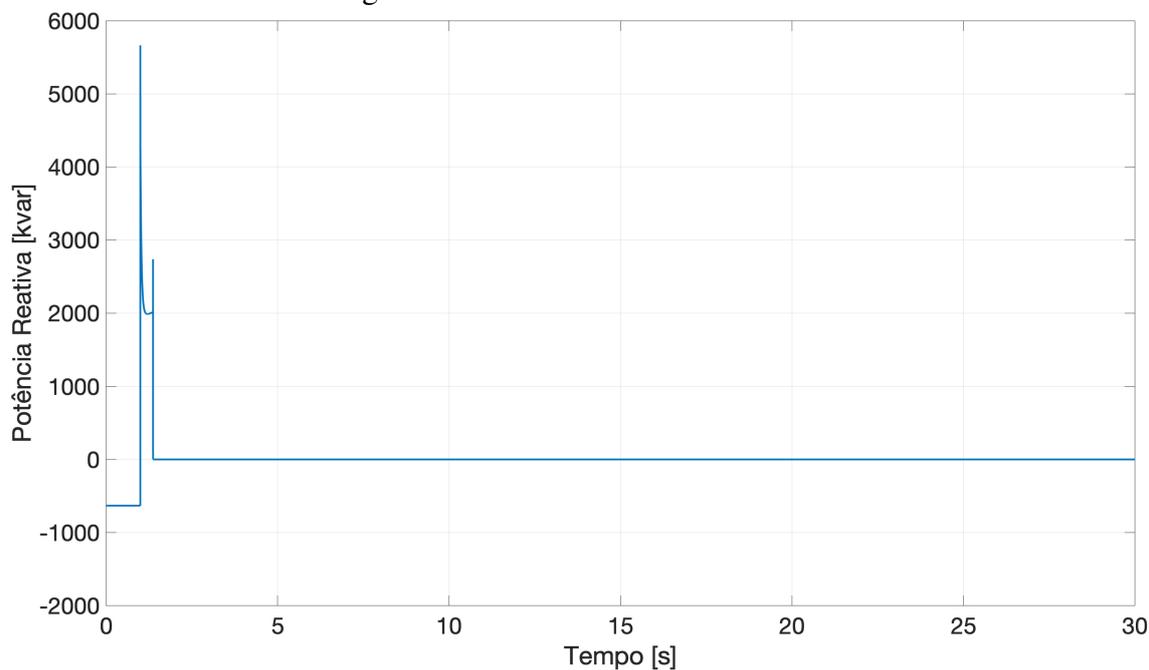
Analisando o comportamento da potência reativa na Figura 55, percebe-se que o GS injeta um valor superior a sua potência nominal no instante da ocorrência da falta, assumindo valores menores logo em seguida, próximos a 2.500 kvar, até o momento que o disjuntor CB-B é aberto e a potência assume valor nulo.

Figura 54 – Posição dos disjuntores - Caso 7.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 55 – Potência reativa - Caso 7.

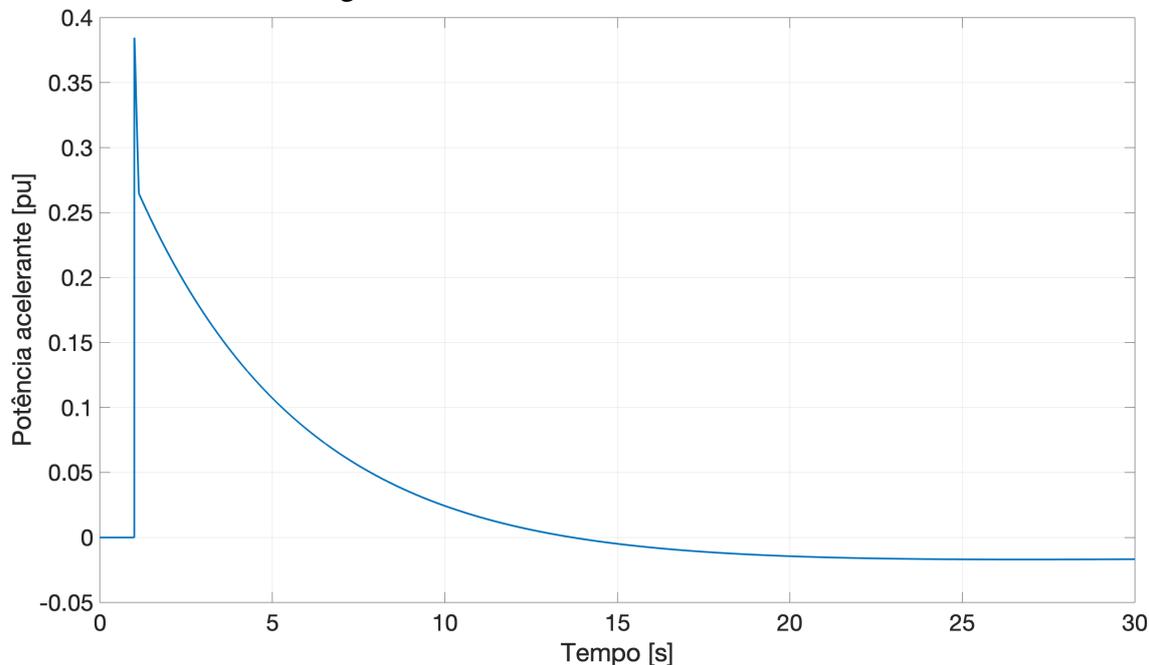


Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao se verificar a potência acelerante (diferença entre a potência mecânica da turbina e a potência elétrica do gerador), percebe-se que antes do evento o valor era nulo. Diante da ocorrência de um curto-circuito trifásico, há um crescimento na potência acelerante, o que pode ser justificado pelo aumento da potência elétrica e diminuição da potência mecânica. A resposta obtida pela potência acelerante também pode ser comprovada pelo

aumento da injeção de potência reativa (conforme visto na Figura 55) e pelo afundamento da potência ativa.

Figura 56 – Potência acelerante - Caso 7.



Fonte: Elaborado pelo autor.

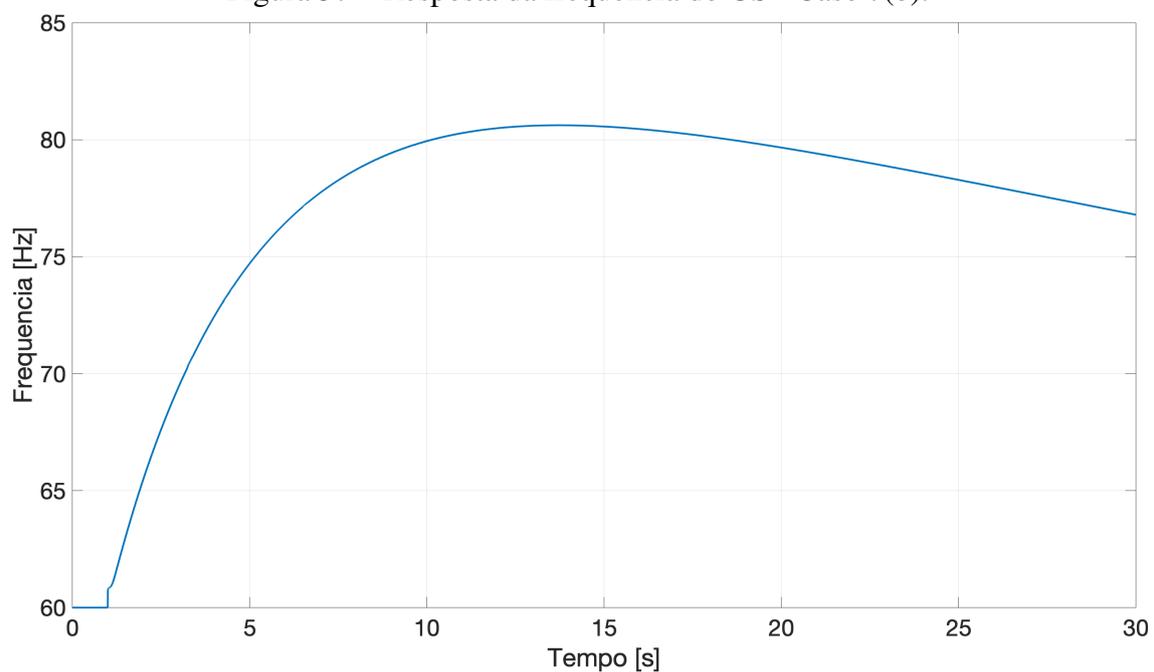
5.11 Caso 7(b): caso complementar

Considerando as proteções próximas ao gerador síncrono desabilitadas, a simulação indicou que os critérios de estabilidade não foram atendidos, uma vez que é observado que a máquina fica instável em regime transitório. Na Figura 57, a resposta da frequência do GS é apresentada, onde é possível observar um aumento acentuado, atingindo um valor superior a 80 Hz.

O comportamento do ângulo do rotor em relação à referência (subestação) é ilustrado na Figura 58, onde é possível observar que o gerador perde a estabilidade. No instante de 3,254 s ocorre a abertura do disjuntor CB-A, ilhando o sistema e fazendo com que o ângulo assuma valor zero (perde-se a referência). Em 4,253 s, ocorre o religamento do disjuntor CB-A, e em 6,506 s ocorre novamente a atuação da proteção de sobrecorrente de fase pelo relé A1.

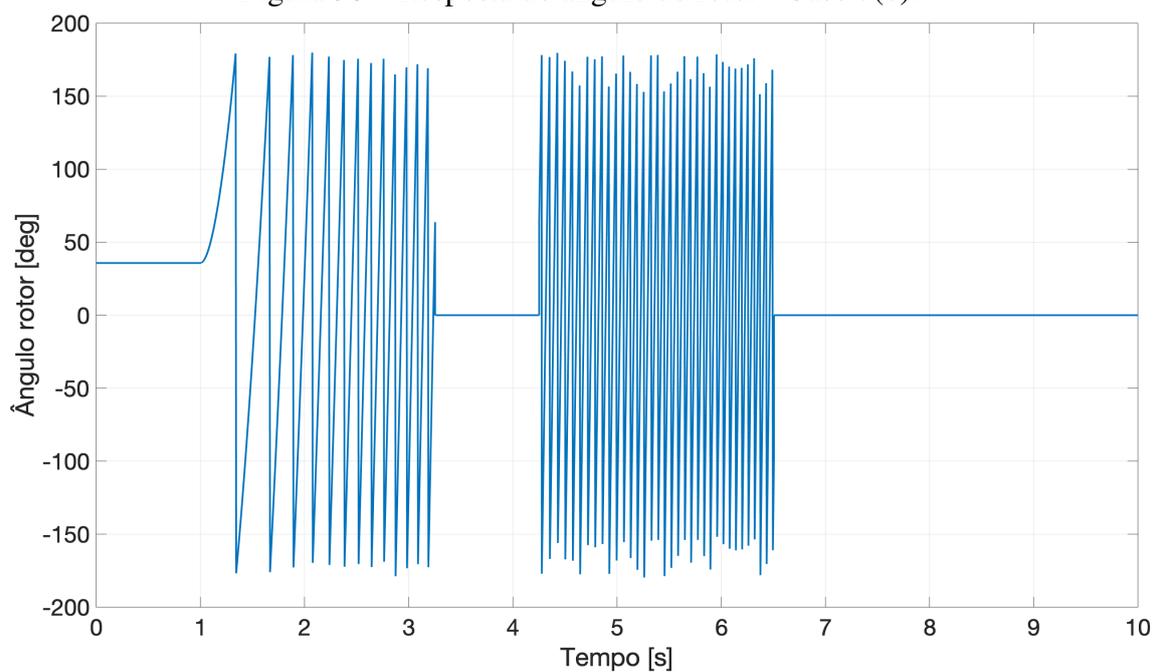
Na Tabela 18, os critérios deste caso são apresentados.

Figura 57 – Resposta da frequência do GS - Caso 7(b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 58 – Resposta do ângulo do rotor - Caso 7(b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 18 – Análise dos critérios para o Caso 7(b).

Variável	Limite inferior	Status	Limite superior	Status
ΔP (kW)	-937,5	✓	3.937,5	✓
VRT (pu)	0,9	✗	1,1	✗
VRP (pu)	0,93	✗	1,05	✗
FRT (Hz)	56,5	✓	66	✗
FRP (Hz)	59,9	✓	60,1	✗

O símbolo ✓ indica que nenhuma violação ocorreu, enquanto ✗ indica o contrário.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise da estabilidade transitória e a avaliação de diferentes aspectos de proteção sobre um sistema de distribuição desequilibrado, frente a presença de DERs. Através de simulações dinâmicas utilizando o programa *DIGSILENT PowerFactory*, sete diferentes casos foram analisados, com o intuito de contribuir para um melhor entendimento quanto aos impactos da conexão de DERs, bem como os efeitos dos dispositivos de proteção na estabilidade do sistema. Desta forma, um gerador distribuído síncrono e quatro PVs foram introduzidos em uma versão modificada do sistema de 34 nós do IEEE, nos quais os limites operacionais do GS foram aferidos nos casos reproduzidos.

As simulações mostraram que o número de PVs conectadas à rede de distribuição possui impacto direto no comportamento dinâmico do sistema, especialmente com relação às respostas de tensão e frequência do GS, além de afetar o perfil de tensão ao longo do alimentador em regime permanente. Durante a perturbação simulada (curto-circuito monofásico à terra), para o caso no qual todas as PVs estavam conectadas, a tensão terminal do GS chegou a valores próximos de 1,1 pu. Por outro lado, na ausência de PVs no sistema, a tensão terminal no gerador síncrono foi de aproximadamente 1,16 pu. Além disso, o gráfico da resposta transitória indicou que o GS precisou de dois segundos a menos para estabilizar quando todas as PVs estavam em operação.

Também foi possível aferir o comportamento da PV3 durante a operação do religador e diante de um evento de falta. Os resultados mostraram que quando exposta a curtos-circuitos, a PV contribuiu com potência reativa injetando cerca de 108,2 kvar na rede, comportamento este que pode ser justificado pelo afundamento de tensão nos nós do sistema e pelo modo de controle do inversor utilizado. No momento em que o religador abriu, ou seja, no instante em que o ramal com a falta foi desconectado do alimentador, a PV retorna ao ponto de operação inicial, com geração de 300 kW e fator de potência unitário.

A implementação de dispositivos de proteção também influenciou o comportamento dinâmico do sistema, podendo variar de acordo com os critérios e o nível de sensibilidade adotados nos equipamentos. Para o caso de ajustes mais sensíveis, ou seja, com menor

tolerância a distúrbios, a proteção atuou rapidamente, prevenindo que esforços torcionais pudessem ocorrer e, principalmente, garantindo a integridade das máquinas. No entanto, os resultados mostraram que ajustes menos sensíveis podem acabar expondo o sistema à instabilidade, bem como causar danos ao gerador síncrono.

O ilhamento do alimentador foi simulado em um dos casos através da abertura do disjuntor da subestação. O número de PVs em operação e o despacho do GS foram escolhidos de forma a resultar numa condição de equilíbrio entre geração e carga no alimentador. Assim, criou-se um cenário favorável para o ilhamento. Os resultados demonstraram que nenhuma das proteções habilitadas atuou, indicando que outros esquemas de proteção devem ser avaliados para se detectar a ocorrência deste tipo de evento. Com relação aos limites operacionais, os resultados mostraram que o GS apresentou variações transitórias quase que desprezíveis.

Novos aspectos técnicos devem ser analisados pelas distribuidoras de energia, de forma a manter a qualidade do fornecimento e a segurança operacional. Dentro deste contexto, os resultados e conhecimentos apresentados neste trabalho contribuem para o entendimento dos impactos da conexão de DERs em redes de distribuição, o que é essencial para estes recursos não afetem de forma negativa a operação do sistema.

6.1 Trabalhos Futuros

Sugestões de possíveis trabalhos futuros são apresentados nos tópicos abaixo:

- expandir os estudos de análise de estabilidade, considerando o uso de outros controladores (tensão e velocidade);
- avaliar o impacto da conexão da geração eólica na rede;
- considerar mais de um gerador síncrono no sistema;
- aplicar e avaliar a ocorrência de outros eventos, como o chaveamento de uma grande carga, abertura de linhas de transmissão ou diferentes faltas;
- considerar a conexão simultânea de uma planta solar, parque eólico e sistemas de armazenamento de energia;
- projetar e estabelecer um indicador de estabilidade de tensão para sistemas de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 445 Hoes Lane Piscataway, NJ 08854: Wiley, 2003.
- ANEEL. **Resolução normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. [Online; accessed 23-March-2020], <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf/>.
- ANEEL. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. [S.l.: s.n.], 2015.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST (Módulo 8)**. [S.l.: s.n.], 2018. 88 p.
- APPUNN, K.; HAAS, Y.; WETTENGEL, J. **Installed net power generation capacity in Germany 2002 - 2019**. [Online; accessed 03-April-2020], <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts/>.
- BASAK, P. *et al.* A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], p.5545–5556, 2012.
- CEMIG. **Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D - Média Tensão**. [S.l.: s.n.], 2020.
- CHATTERJEE, S.; ROY, B. K. S. Transient stability and other important aspects of power system in Multi-DG environment. **2016 IEEE 7th Power India International Conference, PIICON 2016**, [S.l.], p.31–34, 2017.
- CIGRÉ. **Guia para Especificação de Sistemas de Excitação de Máquinas Síncronas**. [S.l.: s.n.], 2011.
- DATTA, U.; KALAM, A.; SHI, J. Power System Transient Stability with Aggregated and Dispersed Penetration of Hybrid Distributed Generation. **2018 Chinese Control And Decision Conference (CCDC)**, [S.l.], p.4217–4222, 2018.

DIAS, I. C. *et al.* Transient stability study of an unbalanced distribution system with distributed generation. **2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, PES T and D-LA 2014 - Conference Proceedings**, [S.l.], p.1–5, 2014.

DIGSILENT. **DigSILENT User Manual**. [Online; accessed 10-March-2020], <https://www.digsilent.de/en/>.

EIA, U. E. I. A. **Electric power monthly**. [Online; accessed 03-April-2020], <https://www.eia.gov/electricity/monthly/>.

EREMIA, M.; SHAHIDEHPOUR, M. **Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control**. 111 River Street, Hoboken, NJ 07030: John Wiley & Sons, 2013.

FARKHANI, J. S. *et al.* Protection Coordination constraints of Distributed Generation in Transient Stability. **2019 5th Conference on Knowledge Based Engineering and Innovation (KB EI)**, [S.l.], p.275–280, 2019.

FILHO, X. V. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. [S.l.]: Campus - Eletrobrás, 1984.

GEDRA, R. L.; BARROS, B. F. de; BORELLI, R. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. São Paulo - SP: Érica., 2014. 145 p.

GRIGSBY, L. L. **Power system stability and control**. 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300, Boca Raton, FL 33487-2742: CRC Press, 2012. 434 p.

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

HU, X. *et al.* Analysis on the voltage stability and the allowed penetration capacity of distributed generations in Yuhang power grid. **9th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia: "Green World with Power Electronics", ICPE 2015-ECCE Asia**, [S.l.], p.2501–2506, 2015.

IEA. **Total primary energy supply (TPES) by source, People's Republic of China 1990-2017**. 2020.

IEEE. **14 Bus Power Flow Test Case**. [Online; accessed 27-June-2021], http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm/.

IEEE. IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v.PAS-99, n.4, p.1519–1521, 1980.

IEEE. IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v.PAS-99, n.4, p.1519–1521, 1980.

IEEE. IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants. **IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987)**, [S.l.], p.1–40, 2004.

IEEE. IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines. **IEEE Std 421.1-2007 (Revision of IEEE Std 421.1-1986)**, [S.l.], p.1–33, 2007.

IEEE. IEEE 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.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.6, n.3, p.975–985, 1991.

KHAN, F. I.; AZIZ, T. Transient Stability evaluation of a Solar PV Integrated Industrial Microgrid. **2019 IEEE Region 10 Symposium (TENSYP)**, [S.l.], p.535–540, 2019.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis - SC: UFSC - EEL - LABPLAN, 2005. 408 p. v.1.

KLING, E. J. C. J. M. A. M. W. L. Influence of protection on transient stability of medium voltage grids including distributed generation. **42nd International Universities Power Engineering Conference**, [S.l.], p.1054–1059, 2007.

KUNDUR, P. **Power System Stability And Control**. 3412 Hillview Avenue, Palo Alto, California: Mcgraw-Hill, 1994.

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

LI, G. *et al.* Influences of Large Scale Wind/Solar Integration on Distribution System Transient Stability. **2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, EI2 2018 - Proceedings**, [S.l.], p.1–6, 2018.

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. M.; NUNES, M. V. Impact of distributed generation in steady state, voltage and transient stability-real case. **2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future**, [S.l.], p.7–12, 2009.

MADRUGA, E. *et al.* Analysis of transient stability in distribution systems with distributed generation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S.l.], v.99, p.555–565, 2018.

- Mahindara, V. R. *et al.* Protection Coordination Challenges for Microgrid Distribution Network with High Penetration Inverter-Based Resources. In: IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE), 2020., 2020. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2020. p.1618–1622.
- MAMEDE FILHO, J. ao; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Travessa do Ouvidor, 11, Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2011. 618 p.
- MARCHESAN, G. *et al.* Distributed Synchronous generation ride-through enhancement by anti-islanding protection blocking. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.196, p.107232, 2021.
- MARDEGAN, C. **Proteção e seletividade em sistemas elétricos industriais.** Av. Gen. Olímpio da Silveira, 655, Conjunto 62, São Paulo-SP: Atitude Editorial Ltda., 2012. 400 p.
- MELO VIEIRA JUNIOR, J. C. de. **Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.** 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Unicamp, Campinas, 2006.
- POURBEIK, P. *et al.* **Dynamic Models for Turbine - Governors in Power System Studies.** [S.l.: s.n.], 2013.
- RAZAVI, S.-E. *et al.* Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v.105, p.157–167, 2019.
- RESENER, M. **Avaliação do impacto dos controladores de excitação na estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição.** 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.
- RESENER, M.; SALIM, R. H.; BRETAS, A. S. Impacts of excitation control modes of distributed generators on distribution systems transient stability: a case study. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, [S.l.], p.1–7, 2012.
- SALEM, M. M. *et al.* Modified Inverter Control of Distributed Generation for Enhanced Relaying Coordination in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v.32, p.78–87, 2017.
- SIMEON, A. M. *et al.* Impacts of Distributed Energy Resources on the Grid Transient Stability: a case study of namibia. **2019 Open Innovations Conference, OI 2019**, [S.l.], p.184–189, 2019.

SIVA, A.; S.SATHIESHKUMAR; KUMAR, T. Analysis of Stability in IEEE 14 Bus System using ETAP Software. **2020 Fourth International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC)**, [S.l.], p.935–938, 2020.

VIEIRA, J. C. M. *et al.* Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, [S.l.], v.153, n.4, p.399–406, 2006.

WOODWARD. Speed Droop and Power Generation. **Application Note 01302 (Revision NEW, 1991)**, [S.l.], p.1–10, 1991.

ZHENG, W. *et al.* Transient stability of a distribution subsystem during fault-initiated switching to islanded operation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S.l.], v.97, n.October 2017, p.418–427, 2018.

APÊNDICE A TABELA ANSI

Tabela 19 – Tabela de funções ANSI.

Nº	Denominação	Nº	Denominação
1	Elemento Principal	50	Relé de sobrecorrente instantâneo
2	Relé de partida ou fechamento temporizado	51	Relé de sobrecorrente temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio	52	Disjuntor de corrente alternada
4	Contator principal	53	Relé para excitatriz ou gerador CC
5	Dispositivo de interrupção	54	Dispositivo de acoplamento
6	Disjuntor de partida	55	Relé de fator de potência
7	Relé de taxa de variação	56	Relé de aplicação de campo
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle	57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
9	Dispositivo de reversão	58	Relé de falha de retificação
10	Chave comutadora de sequência das unidades	59	Relé de sobretensão
11	Dispositivo multifunção	60	Relé de balanço de corrente ou tensão
12	Dispositivo de sobrevelocidade	61	Sensor de densidade
13	Dispositivo de rotação síncrona	62	Relé temporizador
14	Dispositivo de subvelocidade	63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência	64	Relé detector de terra
16	Dispositivo de comunicação de dados	65	Regulador
17	Chave de derivação ou descarga	66	Relé de supervisão do número de partidas
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração	67	Relé direcional de sobrecorrente
19	Contator de transição partida-marcha	68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
20	Válvula operada eletricamente	69	Dispositivo de controle permissivo
21	Relé de distância	70	Reostato
22	Disjuntor equalizador	71	Dispositivo de detecção de nível
23	Dispositivo de controle de temperatura	72	Disjuntor de corrente contínua
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz	73	Contator de resistência de carga
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização	74	Relé de alarme
26	Dispositivo térmico do equipamento	75	Mecanismo de mudança de posição
27	Relé de subtensão	76	Relé de sobrecorrente CC
28	Detector de chama	77	Dispositivo de telemedição
29	Contator de isolamento	78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
30	Relé anunciador	79	Relé de religamento
31	Dispositivo de excitação	80	Chave de fluxo
32	Relé direcional de potência	81	Relé de frequência (sub ou sobre)
33	Chave de posicionamento	82	Relé de religamento de carga de CC
34	Dispositivo master de sequência	83	Relé de seleção / transferência automática
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores	84	Mecanismo de operação
36	Dispositivo de polaridade ou polarização	85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
37	Relé de subcorrente ou subpotência	86	Relé auxiliar de bloqueio
38	Dispositivo de proteção de mancal	87	Relé de proteção diferencial
39	Monitor de condições mecânicas	88	Motor auxiliar ou motor gerador
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo	89	Chave seccionadora
41	Disjuntor ou chave de campo	90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
42	Disjuntor / chave de operação normal	91	Relé direcional de tensão
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual	92	Relé direcional de tensão e potência
44	Relé de sequência de partida	93	Contator de variação de campo
45	Monitor de condições atmosféricas	94	Relé de desligamento
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente	95	Usado para aplicações específicas
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão	96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
48	Relé de sequência incompleta / partida longa	97 à 99	Usado para aplicações específicas
49	Relé térmico		

APÊNDICE B DADOS DAS CARGAS

Tabela 20 – Cargas distribuídas do sistema.

Nó A	Nó B	Modelo de Carga	Fase 1 (kW)	Fase 1 (kvar)	Fase 2 (kW)	Fase 2 (kvar)	Fase 3 (kW)	Fase 3 (kvar)
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0

Tabela 21 – Cargas pontuais do sistema.

Nó	Modelo de Carga	Fase 1 (kW)	Fase 1 (kvar)	Fase 2 (kW)	Fase 2 (kvar)	Fase 3 (kW)	Fase 3 (kvar)
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10

APÊNDICE C CÁLCULO DOS FUSÍVEIS

A definição dos tipos de fusíveis utilizados no projeto é melhor explicado abaixo:

C.1 Crescimento de carga K

Para se obter uma projeção do aumento da carga no local da instalação da chave-fusível, ou fator K, é necessário aplicar a equação (2.12). Assim, considerando uma taxa de 5% ao ano e um horizonte de 5 anos, tem-se que:

$$K = \left(1 + \frac{5}{100}\right)^5 = 1,276. \quad (\text{C.1})$$

C.2 Chave-fusível F1

No cálculo de curto-circuito, o final do trecho apresentou uma corrente de 284 A. Já na simulação de fluxo de carga, a corrente nominal no trecho foi de 1,214 A. Assim, a relação entre a projeção de corrente nominal e a corrente de curto-circuito no trecho é obtida na equação (C.4).

$$K \times I_{nom} \leq I_e \leq \frac{1}{4} \times I_{cc\ 1\phi-min} \quad (\text{C.2})$$

$$1,276 \times 1,214 \leq I_e \leq 0,25 \times 284 \quad (\text{C.3})$$

$$1,549 \leq I_e \leq 71 \quad (\text{C.4})$$

Desta forma, para respeitar a relação, escolheu-se uma chave-fusível do tipo 10 K.

C.3 Chave-fusível F2

Neste ramal, o final do trecho apresentou uma corrente de curto circuito de 190 A e a corrente nominal foi de 12,036 A. A relação é obtida na equação (C.6).

$$1,276 \times 12,076 \leq I_e \leq 0,25 \times 190 \quad (\text{C.5})$$

$$15,413 \leq I_e \leq 47,5 \quad (\text{C.6})$$

Para respeitar a relação, escolheu-se uma chave-fusível do tipo 20 K.

C.4 Chave-fusível F3

Para este ramal, o final do trecho apresentou uma corrente de curto circuito de 307 A e uma corrente nominal de 1,86 A. Assim, a relação é definida na equação (C.8).

$$1,276 \times 1,86 \leq I_e \leq 0,25 \times 307 \quad (\text{C.7})$$

$$2,374 \leq I_e \leq 76,75 \quad (\text{C.8})$$

Neste caso, escolheu-se uma chave-fusível do tipo 10 K.

APÊNDICE D POLARIZAÇÃO DOS RELÉS F67/67N DO ALIMENTADOR

A polarização dos relés direcionais e os diagramas fasoriais das grandezas são apresentados em seguida. Os gráficos desprezam as magnitudes das correntes e tensões, ilustrando somente a posição angular dos mesmos.

D.1 Proteção de Fase no nó 800

Para a proteção direcional de fase, foi escolhida uma conexão de 90° do relé, a tensão como grandeza de polarização e um torque máximo de 45° . A direcionalidade escolhida foi no sentido da subestação, ou seja, quando há circulação de corrente de curto-circuito em direção ao nó 800. Na Figura 59 são apresentados os resultados para as fases A (Figura (a)), B (Figura (b)) e C (Figura (c)) para um curto-circuito trifásico no nó 800. Nota-se que a corrente de operação (curto-circuito) está posicionada na área de atuação do relé para todas as fases.

Já na Figura 60, são apresentados os diagramas fasoriais para uma falta trifásica no nó 802. Neste caso, o relé direcional não atua em nenhuma das fases, respeitando a direcionalidade imposta.

D.2 Proteção de Neutro no nó 800

Para a proteção direcional de neutro, foi escolhida uma conexão de 90° , a tensão como grandeza de polarização e um torque máximo de -60° . De forma análoga a proteção de fase, a direcionalidade escolhida foi no sentido da subestação. Na Figura 61, são apresentados os diagramas fasoriais para faltas F-T e FF-T em 800 e 802. Com isto, é possível aferir que para faltas à terra aplicadas no nó 800 (Figuras (a) e (c)), o relé atua conforme desejado, pois o fasor da corrente de operação está na zona de atuação (semi-círculo sombreado em verde). No entanto, para faltas à terra que ocorrem no nó 802, o fasor da corrente de curto-circuito ($3 \times I_0$) não está na zona de operação do relé, impossibilitando a sensibilização da proteção.

Figura 59 – Polarização do relé direcional para uma falta 3F no nó 800.

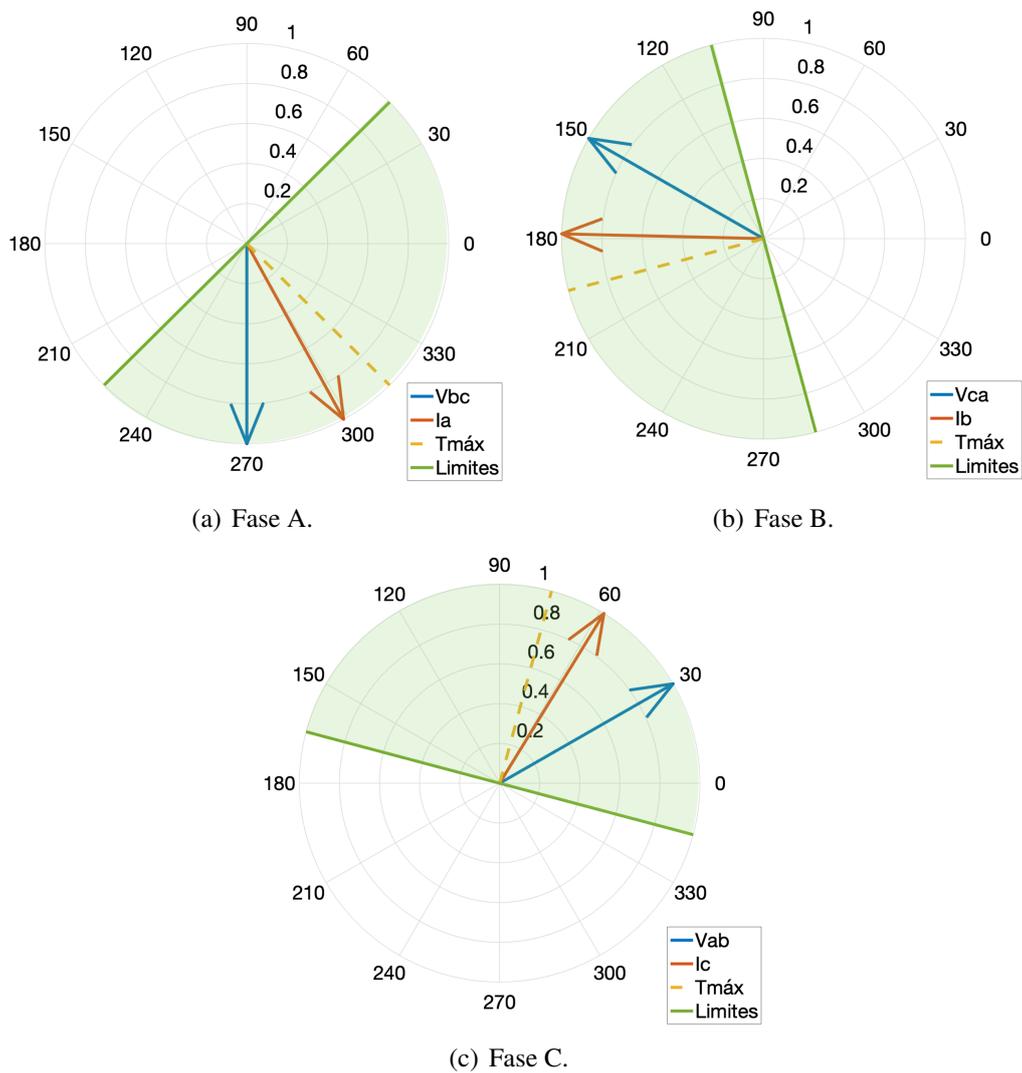


Figura 60 – Polarização do relé direcional para falta 3F no nó 802.

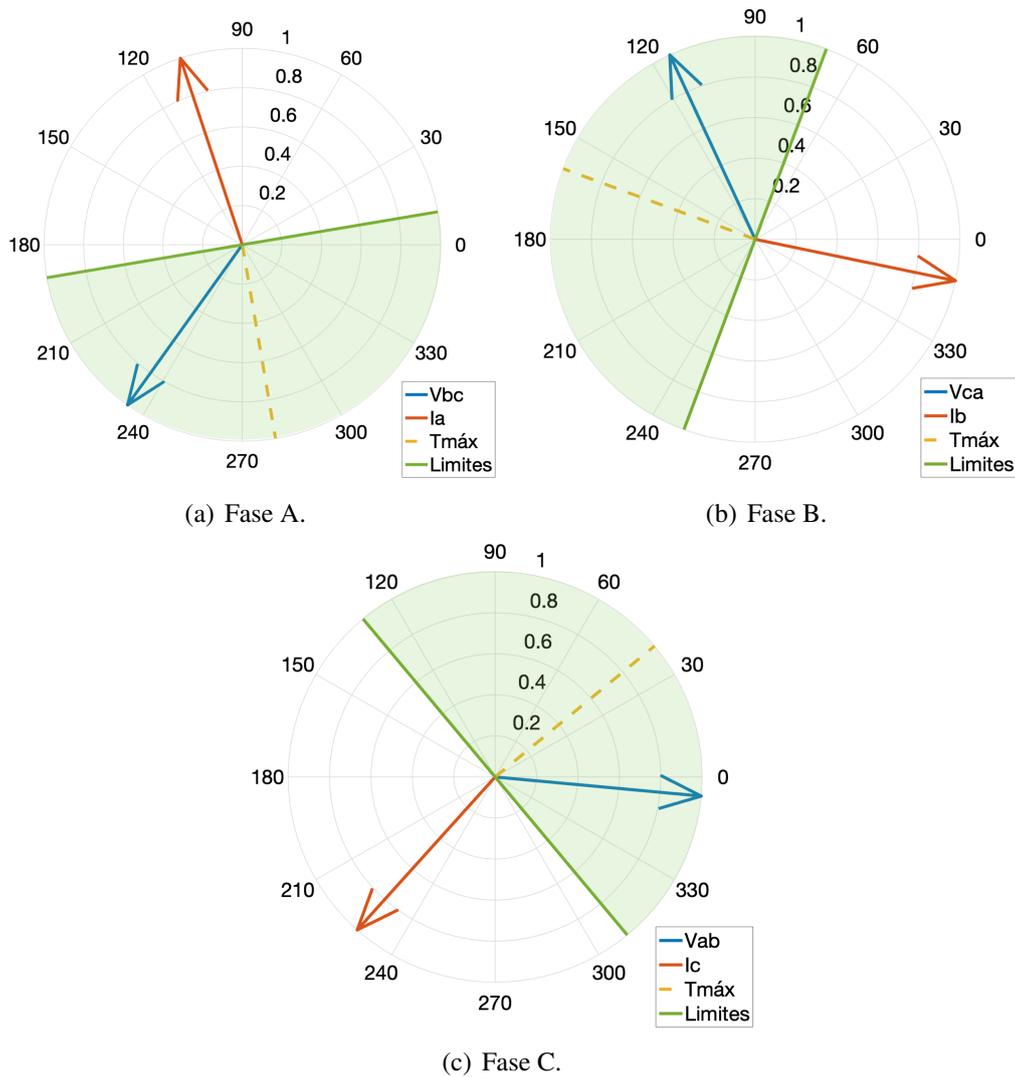
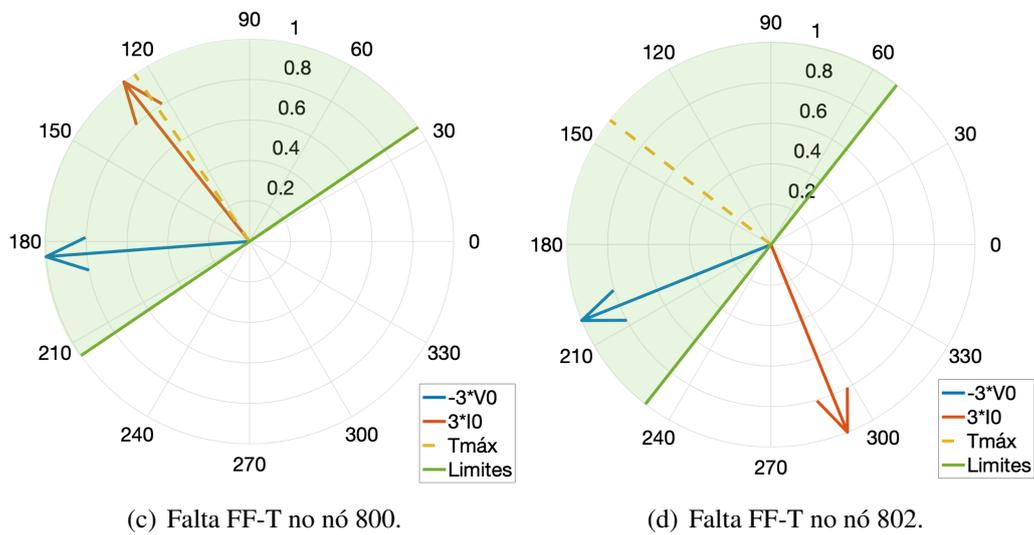
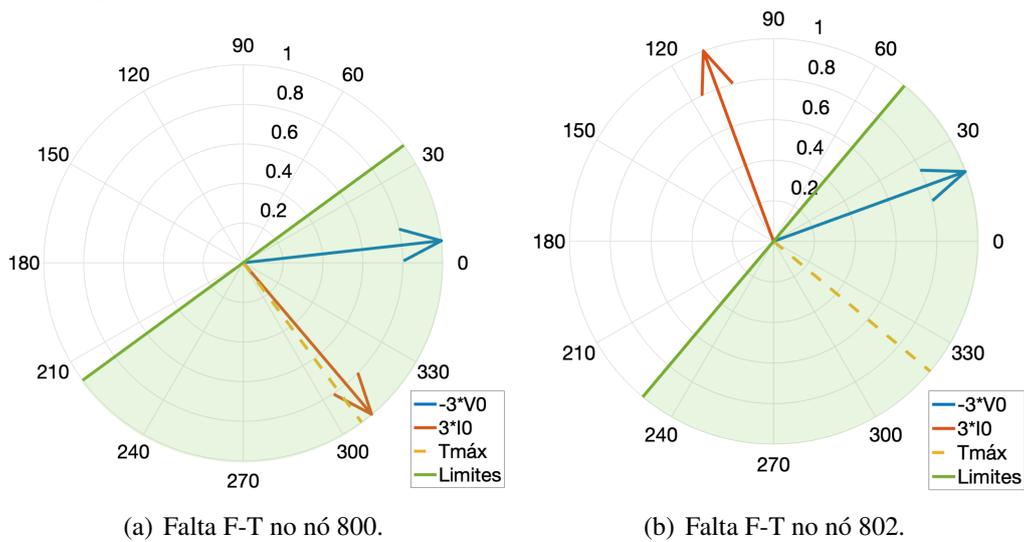


Figura 61 – Polarização do relé direcional de sobrecorrente de neutro.



Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE E POLARIZAÇÃO DOS RELÉS F67 NO PONTO DE CONEXÃO DO GS

E.1 Proteção de Fase no nó 828

A proteção F67 no nó 828 visa proteger o sistema para faltas que ocorram na direção da rede (jusante do respectivo nó). Para tal, foi configurada uma conexão de 90° do relé, a tensão como grandeza de polarização e um torque máximo de 45° . Os resultados para uma falta trifásica no nó 828 são apresentados na Figura 62.

Já para uma falta trifásica no nó do gerador síncrono (sentido oposto), os resultados são apresentados na Figura 63.

E.2 Proteção de Fase no nó do GS

A proteção direcional de sobrecorrente no sentido do GS é semelhante a anterior, no entanto, os TCs estão polarizados no sentido do gerador e os TPs estão conectados no respectivo nó. Assim, utilizando a mesma configuração, na Figura 64 tem-se os resultados desta polarização:

Na Figura 65 é apresentado os resultados para uma falta 3F no nó 828, sentido oposto da proteção desejada.

Figura 62 – Polarização do relé direcional para uma falta 3F no nó 828.

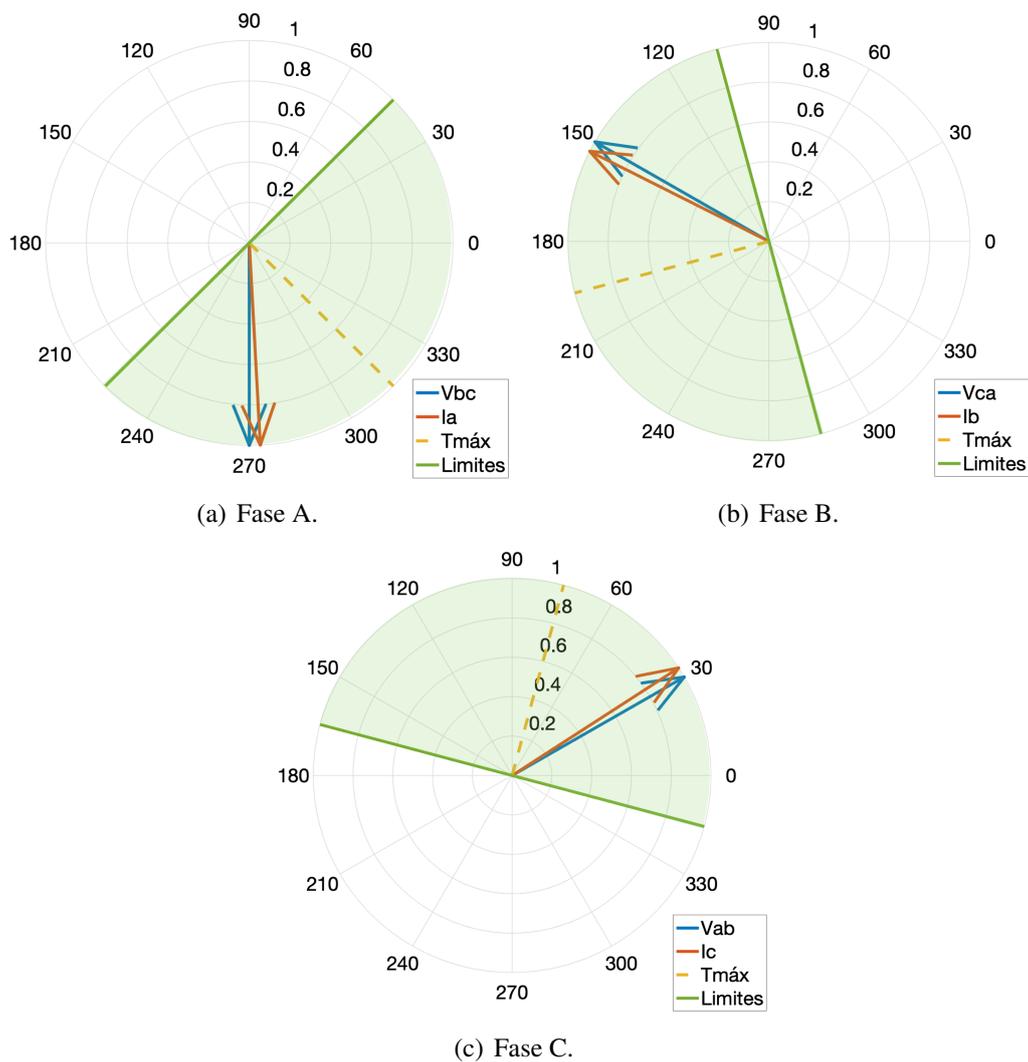
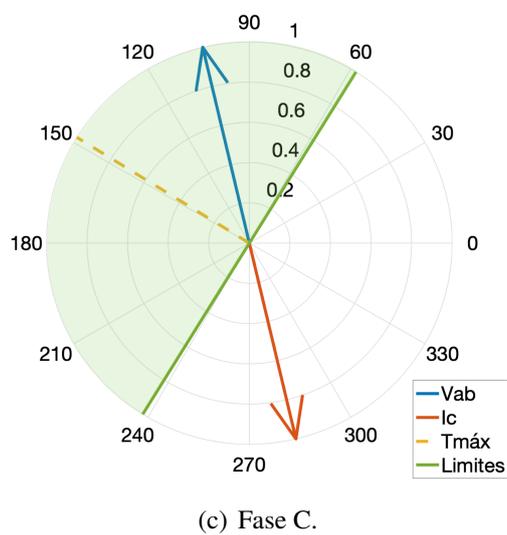
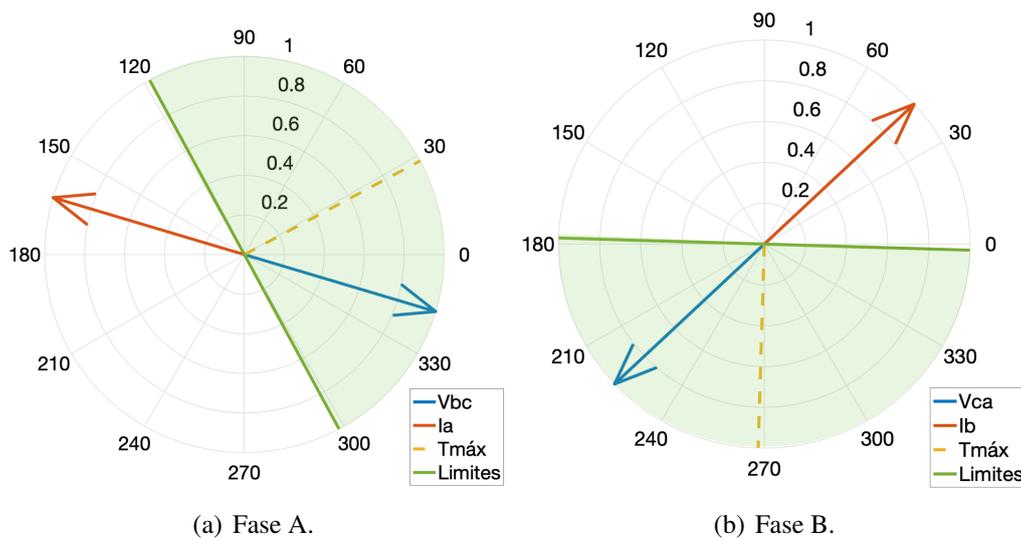


Figura 63 – Polarização do relé direcional para uma falta 3F no nó do GS.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 64 – Polarização do relé direcional para uma falta 3F no nó do GS.

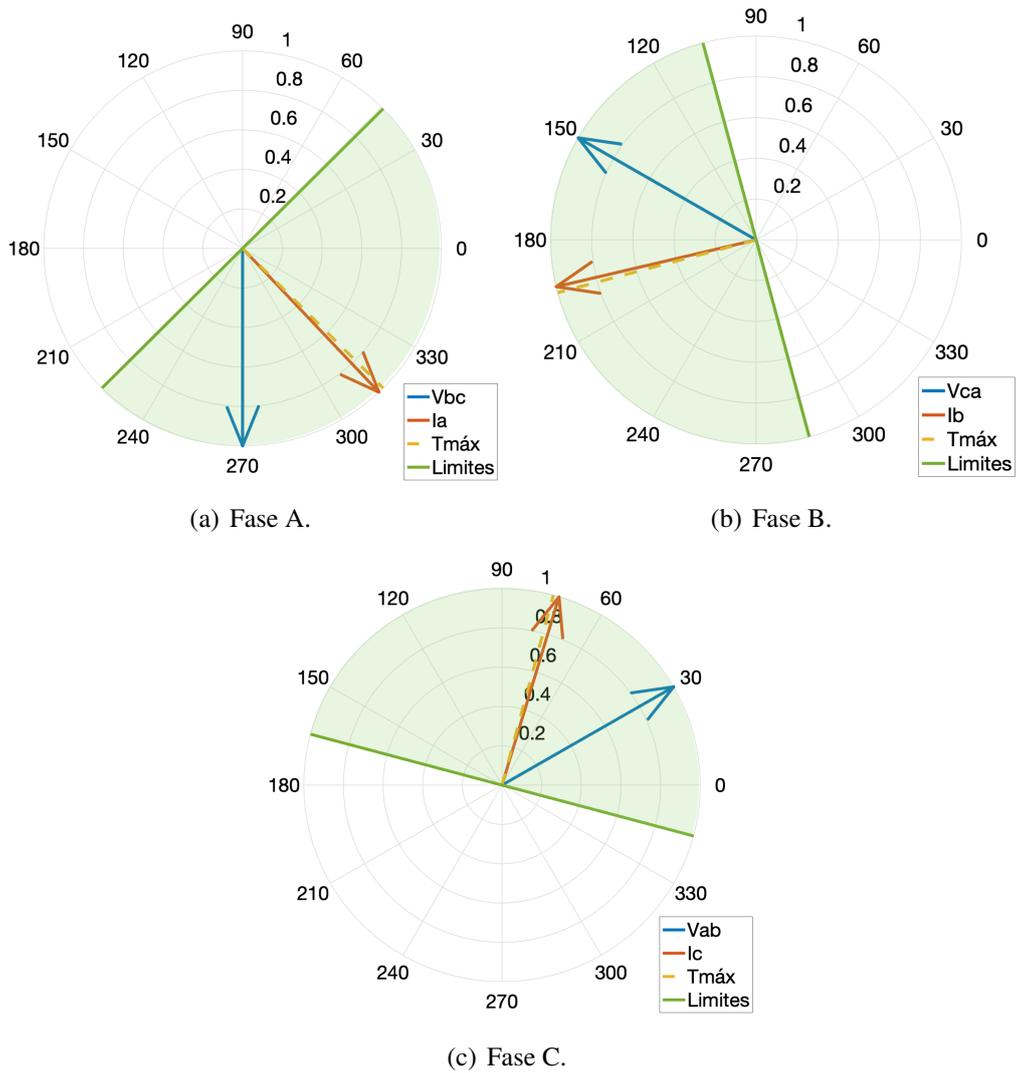
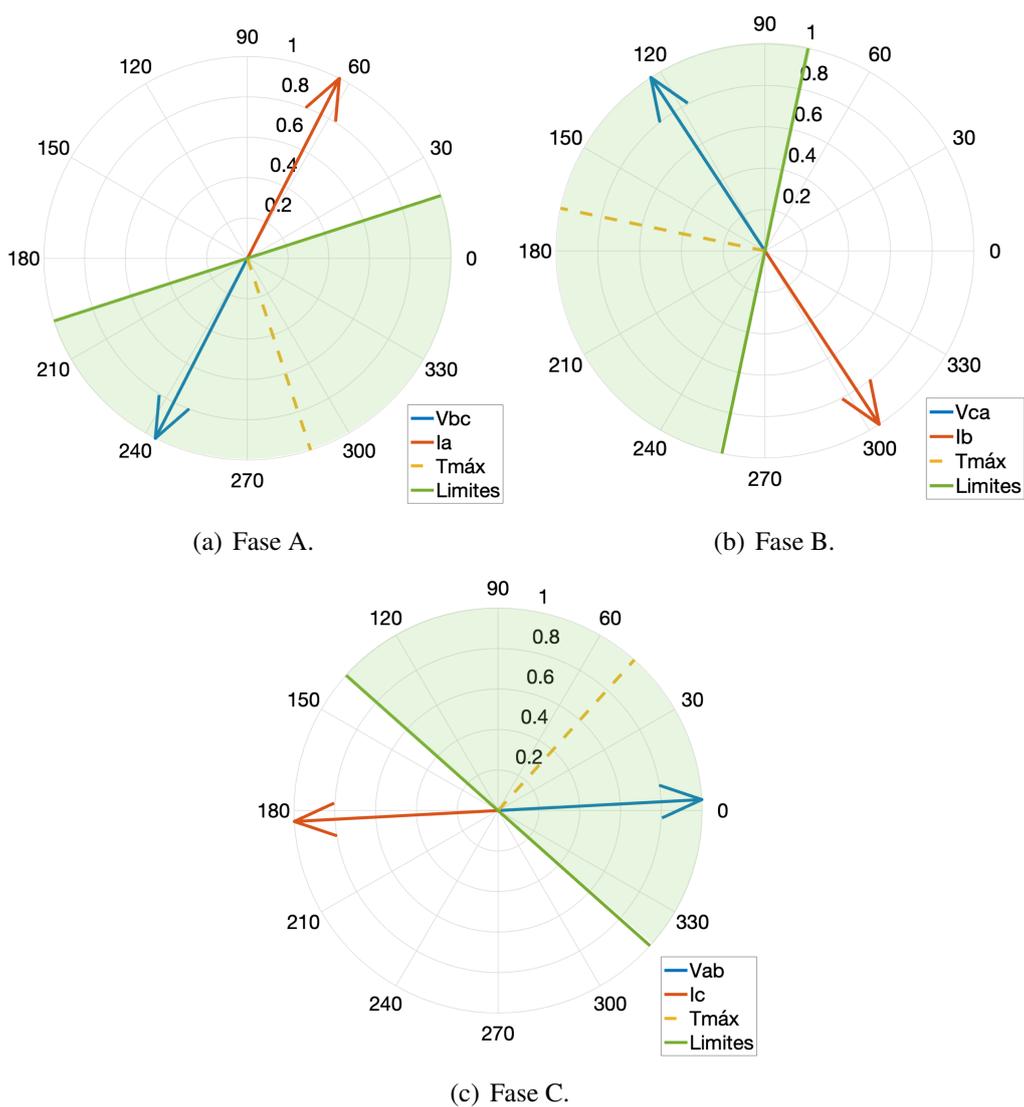


Figura 65 – Polarização do relé direcional para uma falta 3F no nó 828.



APÊNDICE F DADOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

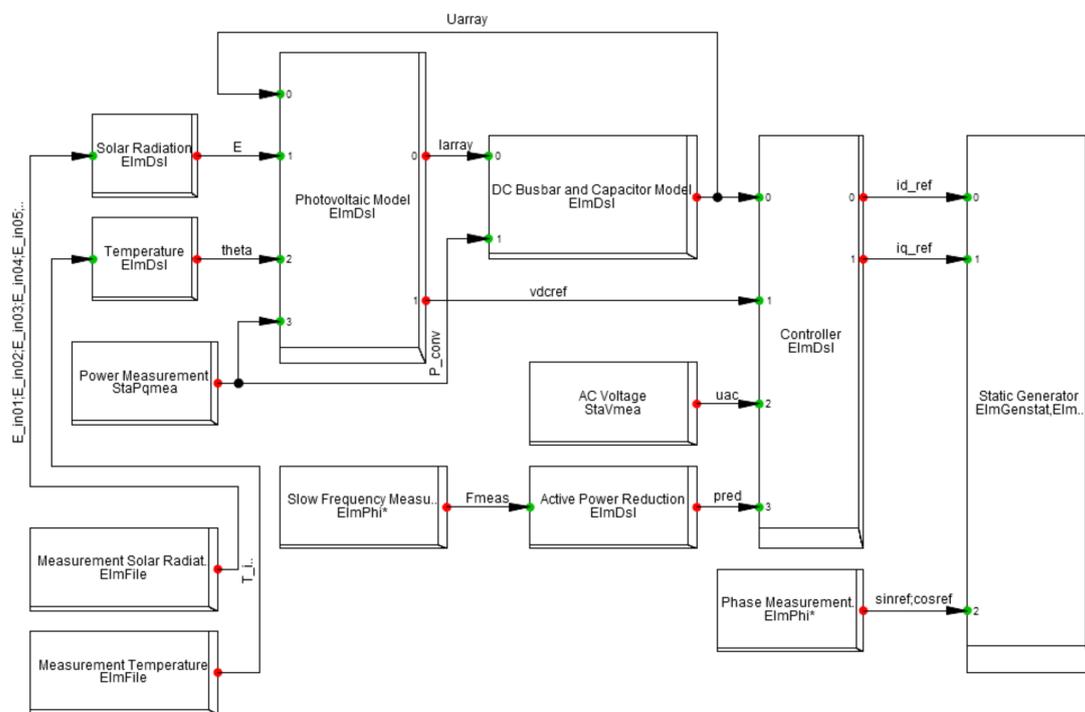
Na Tabela 22, são apresentados os parâmetros da geração fotovoltaica considerados em cada PV.

Tabela 22 – Dados da geração fotovoltaica.

Parâmetro	Descrição	Valor
V_{OC}	Tensão de circuito aberto (STC) do módulo [V]	43,8
V_{MP}	Tensão de máxima potência (STC) do módulo [V]	35
I_{MP}	Corrente de máxima potência (STC) do módulo [A]	4,58
I_{SC}	Corrente de curto-circuito (STC) do módulo [A]	5
au	Fator de correção de temperatura (tensão) [1/K]	-0,0039
ai	Fator de correção de temperatura (corrente) [1/K]	0,0004
NS	Número de módulos em série	20
NP	Número de módulos em paralelo	140
T_r	Constante de tempo do módulo [s]	0

Na Figura 66 é ilustrado o diagrama de blocos da geração fotovoltaica no programa, com destaque para os elementos dos painéis (células fotovoltaicas), para o controlador de tensão e de corrente e para o inversor.

Figura 66 – Diagrama de blocos da PV.



Fonte: Retirado de (DIGSILENT, 2020).