



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



Juan Fabio Soares Martins

Marcos Paulo de Carvalho Araujo

**Modelagem e estudo das funções de proteção exigidas para conexão de
geração distribuída à rede elétrica, utilizando o *Alternative Transient Program***



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as):

Juan Fábio Soares Martins; Marcos Paulo de Carvalho Araújo

Título do trabalho:

Modelagem e estudo das funções de proteção exigidas para conexão de geração distribuída à rede elétrica, utilizando o *Alternative Transient Program*.

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento

SIM NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(a)(s) autor(a)(es)(as) e ao(a) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 13/06/2023, às 08:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do

eletrônica

[Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.](#)

Documento assinado eletronicamente por **Juan Fabio Soares Martins, Discente**, em 13/06/2023, às 09:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcos Paulo De Carvalho Araújo, Usuário Externo**, em 13/06/2023, às 10:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3771629** e o código CRC **51962500**.

Referência: Processo nº 23070.059616/2022-82

SEI nº 3771629



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



Juan Fabio Soares Martins

Marcos Paulo de Carvalho Araujo

Modelagem e estudo das funções de proteção exigidas para conexão de geração distribuída à rede elétrica, utilizando o *Alternative Transient Program*

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à disciplina PFC, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Goiás, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Igor Kopcak

Universidade Federal de Goiás – UFG
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC
Projeto Final de Curso

Goiânia
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Martins, Juan Fabio Soares

Modelagem e estudo das funções de proteção exigidas para conexão de geração distribuída à rede elétrica, utilizando o Alternative Transient Program [manuscrito] / Juan Fabio Soares Martins, Marcos Paulo de Carvalho Araújo. - 2023.

XXIII, 23 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Igor Kopcak.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2023.

Bibliografia. Apêndice.

Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas.

1. Geração Distribuída. 2. proteção. 3. PRODIST. 4. ATPDraw. I. Araújo, Marcos Paulo de Carvalho. II. Kopcak, Igor, orient. III. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

Curso

(X) Eng Elétrica	() Eng Mecânica	() Eng Computação PFC 1 () PFC 2 ()
--------------------	------------------	---

Título do Trabalho

Modelagem e estudo das funções de proteção exigidas para conexão de geração distribuída à rede elétrica, utilizando o <i>Alternative Transient Program</i> .
--

Banca Avaliadora

Membro 1	Prof. Dr. Igor Kopcak (EMC/UFG)
Membro 2	Profa. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida (EMC/UFG)
Membro 3	Eng. Me. Igor Lopes Mota - (ILM Engenharia Elétrica)

Discente

Matrícula	Nome
201802833	Juan Fábio Soares Martins
201802845	Marcos Paulo de Carvalho Araújo

NOTAS

Matrícula	Membro 1			Membro 2			Membro 3			Média*
	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	
201802833	10,0	9,0	10,0	10,0	9,0	10,0	10,0	9,0	10,0	9,6
201802845	10,0	9,0	10,0	10,0	9,0	10,0	10,0	9,0	10,0	9,6

NPT – Nota plano de trabalho;

NTE – Nota do trabalho escrito;

NAA – Nota de apresentação e arguição

Para Eng. Elétrica, Mecânica e PFC2 da Eng. Da Computação: $NF = 0,1 \times NPT + 0,45 \times NTE + 0,45 \times NAA$

Para PFC1 da Eng. Da Computação: $NF = 0,3 \times NPT + 0,7 \times NAA$

* A APROVAÇÃO DO(S) ALUNO(S) ESTÁ CONDICIONADA À APRESENTAÇÃO DO TRABALHO FINAL AO ORIENTADOR COM TODAS AS CORREÇÕES SUGERIDAS PELA BANCA.

Observações: Sem observações a acrescentar.



Documento assinado eletronicamente por **Maria Leonor Silva De Almeida, Professora do Magistério Superior**, em 24/02/2023, às 10:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 24/02/2023, às 10:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Lopes Mota, Usuário Externo**, em 24/02/2023, às 11:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3546627** e o código CRC **32FEDD05**.

RESUMO

Este trabalho apresenta a implementação de uma biblioteca de modelos de funções de proteção essenciais para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica. Foram implementadas no *software Alternative Transient Program (ATP)*, por meio da interface *ATPDraw*, as funções de proteção exigidas pelo "PRODIST Módulo 3 - Conexão Ao Sistema De Distribuição De Energia Elétrica" e, adicionalmente, as demais funções requeridas pela concessionária Equatorial Energia, conforme "NT 021 - Conexão de Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição". Estão contempladas as funções de proteção contra sobrecorrente (ANSI 50/51), sobrecorrente com restrição de tensão (ANSI 51V), sobrecorrente de neutro (ANSI 50/51N), desbalanço de corrente (ANSI 46), sobrecorrente direcional (ANSI 67), sub/sobretensão (ANSI 27/59), sobretensão de neutro (ANSI 59N), desequilíbrio de tensão (47), sub e sobrefrequência (ANSI 81 O/U), direcional de potência ativa (ANSI 32P), salto de vetor (ANSI 78) e taxa de variação de frequência (ROCOF). Também foi modelada a função Direcional de Potência Reativa (ANSI 32Q) como proteção contra o ilhamento não intencional do gerador distribuído, constatando a capacidade de detecção para sistemas com cargas de fator de potência indutivo, sendo um complemento eficaz para as demais funções contra ilhamento. Para avaliação do desempenho das funções de proteção implementadas, foi utilizada uma rede de distribuição, contendo um gerador síncrono, na qual foram aplicadas faltas, como curtos-circuitos internos e externos, desequilíbrios, rejeições de carga e ilhamentos. Os resultados obtidos com as simulações computacionais mostraram um desempenho satisfatório de todas as funções de proteção empregadas.

Palavras-chave: Geração Distribuída; proteção; PRODIST; ATPDraw.

ABSTRACT

This work presents the implementation of a library of protection function models, essentials for the connection of distributed generation systems to the electrical network. The protection functions required by the PRODIST Module 3 - Connection to the Electrical Distribution System and additional functions necessary for connection with the Equatorial Energia concessionaire were implemented in the software Alternative Transient Program (ATP), using the ATPDraw interface, according to NT 021 - Connection of Distributed Small Generation to the Distribution System. Protection functions against overcurrent (ANSI 50/51), overcurrent with voltage restraint (ANSI 51V), neutral overcurrent (ANSI 50/51N), current imbalance (ANSI 46), directional overcurrent (ANSI 67), under/overvoltage (ANSI 27/59), neutral overvoltage (ANSI 59N), voltage imbalance (47), under and overfrequency (ANSI 81 O/U), active power directional (ANSI 32P), vector surge (ANSI 78), and frequency rate of change (ROCOF) are covered. The Directional Reactive Power (ANSI 32Q) function was also studied as a protection against unintentional islanding of the distributed generator, verifying the detection capability for systems with inductive and non-unity power factor loads, being an effective complement to the other islanding functions. To evaluate the performance of the protection system, the distribution network was modeled, including the synchronous generator, and faults were applied, such as internal and external short circuits, imbalances, load rejections and islanding.

Keywords: Distributed Generation; protection; PRODIST; ATPDraw.

Modelagem e estudo das funções de proteção exigidas para conexão de geração distribuída à rede elétrica, utilizando o *Alternative Transient Program*

Juan Fabio Soares Martins, Marcos Paulo de Carvalho Araújo

Resumo—Este trabalho apresenta a implementação de uma biblioteca de modelos de funções de proteção essenciais para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica. Foram implementadas no *software Alternative Transient Program (ATP)*, por meio da interface *ATPDraw*, as funções de proteção exigidas pelo “PRODIST Módulo 3 - Conexão Ao Sistema De Distribuição De Energia Elétrica” e, adicionalmente, as demais funções requeridas pela concessionária Equatorial Energia, conforme “NT 021 - Conexão de Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição”. Estão contempladas as funções de proteção contra sobrecorrente (ANSI 50/51), sobrecorrente com restrição de tensão (ANSI 51V), sobrecorrente de neutro (ANSI 50/51N), desbalanço de corrente (ANSI 46), sobrecorrente direcional (ANSI 67), sub/sobretensão (ANSI 27/59), sobretensão de neutro (ANSI 59N), desequilíbrio de tensão (47), sub e sobrefrequência (ANSI 81 O/U), direcional de potência ativa (ANSI 32P), salto de vetor (ANSI 78) e taxa de variação de frequência (ROCOF). Também foi modelada a função Direcional de Potência Reativa (ANSI 32Q) como proteção contra o ilhamento não intencional do gerador distribuído, constatando a capacidade de detecção para sistemas com cargas de fator de potência indutivo, sendo um complemento eficaz para as demais funções contra ilhamento. Para avaliação do desempenho das funções de proteção implementadas, foi utilizada uma rede de distribuição, contendo um gerador síncrono, na qual foram aplicadas faltas, como curtos-circuitos internos e externos, desequilíbrios, rejeições de carga e ilhamentos. Os resultados obtidos com as simulações computacionais mostraram um desempenho satisfatório de todas as funções de proteção empregadas.

Palavras-chave—Geração Distribuída, proteção, PRODIST, ATPDraw.

Abstract—This work presents the implementation of a library of protection function models, essentials for the connection of distributed generation systems to the electrical network. The protection functions required by the PRODIST Module 3 - Connection to the Electrical Distribution System and additional functions necessary for connection with the Equatorial Energia concessionaire were implemented in the *software Alternative Transient Program (ATP)*, using the *ATPDraw* interface, according to NT 021 - Connection of Distributed Small Generation to the Distribution System. Protection functions against overcurrent (ANSI 50/51), overcurrent with voltage restraint (ANSI 51V), neutral overcurrent (ANSI 50/51N), current imbalance (ANSI 46), directional overcurrent (ANSI 67), under/overvoltage (ANSI 27/59), neutral overvoltage (ANSI 59N), voltage imbalance (47), under and overfrequency (ANSI 81 O/U), active power directional (ANSI 32P), vector surge (ANSI 78), and frequency rate of change (ROCOF) are covered. The Directional Reactive Power (ANSI 32Q) function was also studied as a protection against

unintentional islanding of the distributed generator, verifying the detection capability for systems with inductive and non-unity power factor loads, being an effective complement to the other islanding functions. To evaluate the performance of the protection system, the distribution network was modeled, including the synchronous generator, and faults were applied, such as internal and external short circuits, imbalances, load rejections and islanding.

Keywords—Distributed Generation, protection, PRODIST, ATPDraw.

I. INTRODUÇÃO

Durante a operação dos sistemas elétricos, podem ocorrer faltas que resultem em interrupções no fornecimento de energia. A ocorrência de curtos-circuitos pode originar correntes elevadas nos elementos do circuito, distúrbios de tensão e danos à instalação. Além disso, sobrecargas e desequilíbrios de corrente e tensão são outros fenômenos que podem afetar o sistema, provocando por exemplo aquecimentos que prejudiquem o desempenho e a vida útil nos equipamentos elétricos. Com a aplicação de sistemas de proteção adequados, tais situações anormais de operação podem ser rapidamente identificadas, e suas consequências para o sistema minimizadas [29].

O sistema de proteção de uma instalação tem o encargo de detectar anormalidades e atuar de forma precisa, identificando e desenergizando rapidamente o trecho em falta, seguindo os princípios de proteção de Seletividade, Velocidade, Sensibilidade, Confiabilidade e Automação. Além disso, deve fornecer ao operador informações que permitam reconhecer a origem do problema e atuar de forma devida para a recuperação do circuito. Os relés digitais ou microprocessados são equipamentos responsáveis por realizar o processamento dos sinais da rede elétrica, identificar anomalias no sistema e atuar realizando a operação necessária, como efetuar o disparo de um alarme de aviso, ou o envio do comando para abertura de um disjuntor, ou ambos. Atualmente os relés microprocessados são utilizados em larga escala, por apresentarem melhorias técnicas e economias significativas, em comparação aos antigos relés eletromecânicos [1].

No cenário da geração distribuída, a conexão com o sistema interligado é regulamentada pelo PRODIST [8], que apresenta, em seu Módulo 3, funções de proteção mínimas, de acordo com a potência instalada para micro e minigeração. Complementar a essas exigências, têm-se as normas vigentes da concessionária local, que podem acrescentar exigências para a conexão de geração em sua rede elétrica. A Tabela 1 apresenta

as exigências pelo Módulo 3 do PRODIST de acordo com a potência instalada.

Tabela I

REQUISITOS MÍNIMOS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA. FONTE: [8]

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento ⁽³⁾	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾
Anti-ilhamento	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁷⁾	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

A Tabela III apresenta os requisitos mínimos para conexão de micro e minigeração na rede de distribuição da concessionária Equatorial Energia/CELG D.

Tabela II

REQUISITOS DE PROTEÇÃO MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. FONTE: [9]

REQUISITOS DE PROTEÇÃO	POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO	
	> 75 kW e ≤ 500kW	> 500 kW e ≤ 5MW
Elemento de desconexão	Sim ^(b)	Sim ^(b)
Elemento de interrupção	Sim ^(c)	Sim ^(c)
Transformador de acoplamento	Sim ^(d)	Sim ^(d)
Proteção de sobrecorrente (50/51 e 50/51N)	Sim ^(e)	Sim ^(e)
Proteção de subtensão (27) e sobretensão (59)	Sim ^(f)	Sim ^(f)
Proteção de subfrequência (81U) e sobrefrequência (81O)	Sim ^(g)	Sim ^(g)
Proteção contra desequilíbrio de corrente (46)	Não	Sim ⁽ⁱ⁾
Proteção contra desbalanço de tensão (47)	Não	Sim ⁽ⁱ⁾
Proteção de Sobrecorrente direcional (67-67N)	Sim ^(l)	Sim ^(l)
Proteção de Sobrecorrente com restrição de tensão (51V)	Não	Sim ^(k)
Check de sincronismo (25)	Sim ^(h)	Sim ^(h)
Proteção de Anti-ilhamento (78 e 81 df/dt – Rocoff)	Sim ^(m)	Sim ^(m)
Proteção direcional de potência (32)	Sim ⁽ⁿ⁾	Sim ⁽ⁿ⁾
Tempo de reconexão – temporizador (62)	Recomendado ^(o)	Recomendado ^(o)
Proteção contra falha de disjuntor (50BF)	Sim ^(p)	Sim ^(p)
Proteção LINHA VIVA / BARRA MORTA	Sim ^(q)	Sim ^(q)
Medição	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

O objetivo principal deste trabalho é apresentar os estudos realizados de modelagem e parametrização, realizados no *software Alternative Transient Program (ATP)*, das funções de proteção exigidas pelo Módulo 3 do PRODIST [8] e pela concessionária Equatorial Energia, descritas na NT 021 - Conexão de Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição [9]. Para avaliação do desempenho das funções implementadas, foram impostas nas simulações condições de falta ao sistema, como desequilíbrios de carga, perda de fases do alimentador, curtos-circuitos internos e externos à planta do acessante, ilhamentos com diferentes perfis de carga remanescentes, reversão do fluxo de potência ativa no gerador distribuído e a simulação de falhas na atuação da proteção.

O trabalho está organizado da seguinte forma: a Seção II consiste na apresentação de fundamentos teóricos e na explicação do funcionamento lógico das funções implementadas, sendo as funções de proteção agrupadas conforme o tipo de sinal utilizado ou conforme o cenário de anomalia que se propõe a detectar. Na Seção III serão descritas as etapas realizadas de modelagem utilizando o *ATPDraw* para construção da rede elétrica com geração distribuída, seus componentes e as funções de proteção implementadas. A Seção IV apresenta as simulações realizadas aplicando as perturbações no sistema e os resultados obtidos, avaliando o desempenho das funções elaboradas. A Seção V apresenta, por fim, as conclusões a respeito do que foi apresentado neste trabalho e também sugestões para desenvolvimento de estudos futuros.

II. BASE TEÓRICA

A. Proteções baseadas nos sinais de corrente

1) *Proteção de Sobrecorrente Instantânea e Temporizada (ANSI 50/51)*: A função de sobrecorrente protege contra sobrecargas e curtos-circuitos internos ou externos à planta, podendo ter atuação de forma instantânea (denominada função ANSI 50), ou temporizada (denominada função ANSI 51). O princípio de funcionamento é baseado na comparação entre a corrente medida, podendo ser analisado o valor eficaz ou variante no tempo, e um valor de referência, conhecido como corrente de *pick-up*, que, ao ser ultrapassado, resulta no envio do comando para abertura do disjuntor (*trip*), de forma instantânea ou conforme os ajustes de temporização. A função ANSI 51 tem seu tempo de atuação padronizado, podendo ser utilizada a resposta por tempo definido ou conforme a curva de tempo inverso adotada, a qual pode ser Moderadamente Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa ou Inversa longa segundo os parâmetros apresentados na norma IEC 60255-151 [35], de acordo com os parâmetros ajustados na Equação (1).

$$t_s = D \left[\frac{A}{\left(\frac{I_{rms}}{I_s} \right)^Q - 1} + B \right] \quad (1)$$

na qual, t_s representa o tempo de resposta em função da corrente medida em valor eficaz I_{rms} ; I_s é a corrente de *start* ou *pickup*, que determina o limite de sobrecorrente aceitável; D é o dial de tempo, consiste em um multiplicador de tempo, capaz de produzir um atraso ou avanço intencional na resposta, para fins de coordenação e seletividade com outros relés.

Os demais parâmetros em (1) são constantes, ajustadas conforme a necessidade de coordenação entre os elementos do sistema de proteção, podendo ser de acordo com o apresentado na Tabela III [29]:

Tabela III

CONSTANTES E EXPOENTES PARA CURVAS DE TEMPO INVERSO [29].

Característica	A	B	Q
Moderadamente Inversa	0,14	0	0,02
Muito Inversa	13,5	0	1,00
Extremamente Inversa	80,0	0	2,00
Inversa longa	120,0	0	1,00

2) *Proteção de Sobrecorrente com Restrição de Tensão (ANSI 51V)*: A função 51V modifica o valor de referência da corrente de *pick-up* do elemento de sobrecorrente temporizado, em função da tensão lida no sistema. Uma das formas de se variar o valor da corrente de *pick-up* (I_s) em função da tensão pode ser conforme a Tabela IV [16].

Tabela IV
CORRENTE DE PICK-UP EM FUNÇÃO DA TENSÃO. [16]

Valor da Tensão medida	I_s
$V_{medido} \leq 25\%V_{nominal}$	$0,25 \cdot I_s$
$25\%V_{nominal} \leq V_{medido} \leq V_{nominal}$	$(V_{medido}/V_{nominal}) \cdot I_s$
$V_{nominal} \leq V_{medido}$	$1,00 \cdot I_s$

Segundo Mamede [29] e Salles [16], é relevante incluir a variável de tensão na determinação da corrente de operação considerando a possibilidade de casos em que a corrente de curto-circuito possa decair, ao longo do tempo, para valores menores que a corrente de carga, já que nestas situações, a proteção de sobrecorrente de fase pode não atuar. Como exemplo para estas situações, tem-se curtos-circuitos nos trechos finais da rede elétrica ou o caso de um defeito próximo aos terminais do gerador, no qual a tensão seja próxima de zero e a corrente de falta atinja níveis menores que o valor da corrente de *pick-up*, haverá atuação da proteção 51V sob a condição de tensão a plena carga do gerador [29].

3) *Proteção de Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Neutro (ANSI 50/51N)*: A corrente de neutro (I_G) é medida pela instalação de um Transformador de Corrente (TC) no neutro de transformadores e geradores, quando disponível, ou utilizando-se um Transformador Toroidal. A corrente de neutro (I_N) pode ser obtida de forma interna ao relé, utilizando-se do Teorema de Fortescue [14], ou método das componentes simétricas. O Teorema de Fortescue consiste na transformação das correntes e tensões do domínio das fases para o domínio das seqüências, por meio da aplicação da matriz de transformação da Equação 2, sendo que a relação entre as componentes da corrente de seqüência zero (\hat{I}_0), seqüência positiva (\hat{I}_1) e seqüência negativa (\hat{I}_2) são obtidas conforme apresentado em [2] à [5], em que \hat{I}_N é a corrente de neutro, α é o número complexo $1\angle 120^\circ$ e \hat{I}_a , \hat{I}_b e \hat{I}_c são as correntes de fase:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_0 \\ \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ \hat{I}_b \\ \hat{I}_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\hat{I}_0 = \frac{1}{3}(\hat{I}_a + \hat{I}_b + \hat{I}_c) \quad (3)$$

$$\hat{I}_N = \hat{I}_a + \hat{I}_b + \hat{I}_c \quad (4)$$

$$\hat{I}_N = 3\hat{I}_0 \quad (5)$$

As proteções 50/51N atuam de forma análoga às de sobrecorrente de fase, se diferenciando pelo fato de que é analisada a corrente de neutro, obtida por meio da corrente de seqüência zero do sistema. Seu emprego visa aumentar a sensibilidade

do sistema de proteção para detecção de faltas à terra, cujas correntes possam não sensibilizar os elementos de fase.

4) *Proteção de Desbalanço de Corrente (ANSI 46)*: A função de desequilíbrio de corrente, no contexto da interconexão com a rede, visa a coordenação entre as proteções do Gerador com as proteções no ponto de conexão [9]. Dessa forma, é feita a distinção entre o desequilíbrio de corrente proveniente do sistema e o desequilíbrio originado na planta do acessante. Para uma situação em que o desequilíbrio se origina na geração distribuída, a coordenação entre as proteções será de tal forma que primeiro será desfeito o paralelismo com a rede, desligando o disjuntor no ponto de conexão, e posteriormente será aberto o disjuntor no ponto de geração. Caso o desbalanço seja originado no sistema, a abertura apenas no disjuntor de interconexão será suficiente.

Esta função compara a corrente de seqüência negativa com a corrente nominal do gerador, e caso ultrapasse os níveis máximos ajustados para cada estágio, serão enviados, conforme os níveis de desequilíbrio atingidos, um alarme de aviso, o comando para abertura do ponto de conexão com a concessionária e, por fim, o comando para abertura do ponto de conexão do gerador distribuído. Assim, é feita a proteção da máquina contra sobreaquecimentos no rotor, provocados pela presença de correntes desequilibradas e também a proteção da rede elétrica contra desequilíbrios de corrente.

A avaliação dos estágios de desequilíbrio de corrente foi formulada conforme [10], sendo a obtenção da corrente de seqüência negativa de acordo com a decomposição em componentes simétricas que, de [2], resulta em [6].

$$\hat{I}_2 = \frac{1}{3}(\hat{I}_a + \alpha^2 \hat{I}_b + \alpha \hat{I}_c) \quad (6)$$

A função ANSI 46 se baseia nas equações [7] à [9] [27]. Caso a razão k_1 , da corrente de seqüência negativa (\hat{I}_2) em relação à corrente nominal do gerador (\hat{I}_{NG}), seja atingida, é habilitado o alarme. A variável k_2 em [8], define o limite de corrente de seqüência negativa durante um determinado período de tempo, e controla o comando para abertura do disjuntor no ponto de conexão. Por fim, caso ainda seja detectada a presença de correntes desequilibradas após o tempo de atraso definido será enviado o sinal de *trip* para o disjuntor no ponto de geração, conforme [9].

$$k_1 = \left| \frac{\hat{I}_2}{\hat{I}_{NG}} \right| \quad (7)$$

$$k_2 = t \left(\frac{\hat{I}_2}{\hat{I}_{NG}} \right)^2 \quad (8)$$

$$t_2 = t_1 + t_{atraso} \quad (9)$$

Em que as constantes k_1 e k_2 são definidas de acordo com as especificações de construção do gerador [27].

B. Proteções baseadas nos sinais de tensão

1) *Proteção de Sub e Sobretensão (ANSI 27/59)*: As funções ANSI 27 e 59 atuam quando o valor da tensão atinge níveis abaixo dos ajustes de subtensão ou ultrapassa

os limites de sobretensão. O modo de operação pode ser por tempo definido ou por curva de tempo inverso. Na atuação por tempo definido, são ajustados tempos fixos para a atuação da proteção, dependendo apenas da ultrapassagem dos ajustes parametrizados. A atuação por curva de tempo inverso apresenta uma resposta com atraso de tempo inversamente proporcional à ultrapassagem dos valores de ajuste. Neste trabalho foi adotada a atuação por tempo definido, conforme os critérios apresentados em [9].

Além de prevenir danos aos equipamentos elétricos por operações sob regimes de tensões inadequadas, as funções ANSI 27 e 59 podem ser empregadas para a detecção de ilhamentos não intencionais em situações de desbalanço entre geração e consumo. A operação destas funções se baseia na comparação do valor da tensão com os ajustes de sub e sobretensão em estágios, e caso algum destes seja ultrapassado, é enviado o comando para abertura do disjuntor.

2) *Proteção de Sobretensão de Neutro (ANSI 59N)*: O uso da função 59N se justifica pela dificuldade de identificação de faltas à terra externas à geração distribuída, em casos que a conexão entre o acessante e a rede se dá utilizando um transformador com ligações em Δ ou em Y com o neutro isolado. Estas formas de ligação impossibilitam a passagem da corrente de sequência zero, impedindo a contribuição de correntes \hat{I}_0 por parte da geração distribuída.

O valor da tensão de neutro pode ser obtida de forma interna ao relé, pelo Teorema de Fortescue aplicado à tensão, cuja abordagem é análoga ao aplicado para as correntes apresentada nas Equações 2 à 5. As Equações (10) à (12) apresentam o desenvolvimento realizado para obter a tensão de neutro (\hat{V}_N), em que α é o número complexo $1\angle 120^\circ$; \hat{V}_0 , \hat{V}_1 e \hat{V}_2 são respectivamente as tensões de sequência zero, positiva e negativa, e as tensões de fase são representadas por \hat{V}_a , \hat{V}_b e \hat{V}_c .

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0 \\ \hat{V}_1 \\ \hat{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_a \\ \hat{V}_b \\ \hat{V}_c \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\hat{V}_0 = \frac{1}{3}(\hat{V}_a + \hat{V}_b + \hat{V}_c) \quad (11)$$

$$\hat{V}_N = 3\hat{V}_0 \quad (12)$$

Para sistemas equilibrados sem o quarto fio, a tensão de neutro durante condições normais deverá ser nula. Após a ocorrência de faltas entre fase e terra, haverá o deslocamento do neutro do sistema, resultando na detecção do defeito pela função 59N. Segundo Behrendt [26], a variação da tensão de neutro após a falta à terra é de até 1 pu, e após a abertura do disjuntor do alimentador da rede, caracterizando o ilhamento da geração distribuída, é de 1 até 3 pu. Dessa forma, o ajuste da proteção 59N para valores menores que 1 pu com temporização para coordenação, é suficiente para a proteção contra faltas externas à terra.

3) *Proteção de Desequilíbrio de Tensão (ANSI 47)*: A função de desequilíbrio, ou reversão de tensão, detecta a sobretensão de sequência negativa no sistema. O Fator de Desequilíbrio, $FD\%$, pode ser calculado pela razão entre

as componentes de sequência negativa e positiva da tensão, conforme (13), e deve estar dentro do limite estipulado, caso contrário, a proteção deve atuar.

$$FD\% = \left| \frac{\hat{V}_2}{\hat{V}_1} \right| 100\% \quad (13)$$

Segundo [12], desequilíbrios de tensão podem causar danos às cargas alimentadas. Em motores tem-se a perda da potência útil, do torque mecânico e da vida útil do equipamento, além do aumento das vibrações. Conforme visto em [28], em motores de indução, o desbalanço de tensão de cerca de 2% é suficiente para gerar desequilíbrios de corrente de cerca de 15%, com aumentos de até 30°C na temperatura.

A tensão de sequência negativa é obtida de (10), resultando em (14):

$$\hat{V}_2 = \frac{1}{3}(\hat{V}_a + \alpha^2\hat{V}_b + \alpha\hat{V}_c) \quad (14)$$

C. Proteções baseadas na Direcionalidade

1) *Proteção de Sobrecorrente Direcional*: As funções 67 e 67N implementadas seguem a lógica apresentada no relé comercial SEL-351, da fabricante Schweitzer, pela qual a direcionalidade da corrente é determinada utilizando os parâmetros de impedância de sequência positiva ($Z1$), negativa ($Z2$), ou zero ($Z0$) da rede. É importante ressaltar que a lógica aplicada para a determinação da direcionalidade varia conforme o modelo de relé utilizado, sendo necessária a consulta aos devidos manuais e instruções do fabricante.

O modelo da função 67 analisada é composto pelo elemento de sequência positiva, cuja atuação é restrita para correntes equilibradas, e o elemento de sequência negativa ou zero, que determina a direcionalidade de correntes desequilibradas. No caso do modelo SEL-351, a coordenação entre os elementos direcionais é feita priorizando o elemento de sequência negativa, de modo que, caso seja detectada a presença de sobrecorrentes de sequência negativa ou zero, o elemento de sequência positiva é bloqueado.

Nesta seção serão apresentados os parâmetros de ajuste e a lógica do funcionamento do modelo utilizado, sendo que os diagramas explicativos para os elementos direcionais implementados estão apresentados nas Figuras 12, 13 e 14, com o devido detalhamento.

a) *Elemento Direcional de Sequência Positiva*: Este elemento monitora a magnitude das correntes fase-fase calculadas $|\hat{I}_{ab}|$, $|\hat{I}_{bc}|$ e $|\hat{I}_{ca}|$ e o ângulo da impedância de sequência direta, $Z1_{ang}$, que é calculado a partir dos valores de corrente e tensão de sequência positiva. O parâmetro $50P32P$ é utilizado como ajuste mínimo para sensibilização do elemento direcional de sequência positiva. Caso as correntes fase-fase ultrapassem o ajuste de sensibilidade $50P32P$ multiplicado por $\sqrt{3}$, ou seja, $(50P32P\sqrt{3})$, é avaliada a região em que se encontra o ângulo da impedância de sequência positiva. O ajuste $50P32P$ é parametrizado de acordo com a corrente nominal no secundário do transformador de corrente, sendo que, para 5 A, é ajustado entre 0,50 à 10,0 [16] e [19]. Por meio da divisão do plano cartesiano em regiões, é determinado

se a corrente flui no sentido à frente ou reverso. O ajuste das zonas à frente e reversa para faltas equilibradas é feito usando o ângulo da impedância de sequência positiva da rede, traçando no plano uma região de $-90^\circ + \hat{Z}_{1ang} \leq Z_{1ang} \leq +90^\circ + \hat{Z}_{1ang}$, a qual engloba as faltas à frente, sendo a região remanescente para faltas consideradas reversas, conforme exemplo na Figura 1.

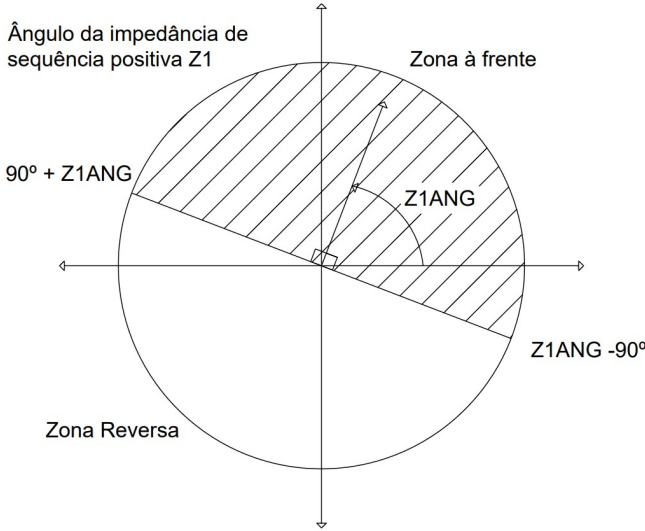


Figura 1. Plano cartesiano com as regiões à Frente e Reversa da função direcional de corrente, ANSI 67. Fonte: Adaptado de [19]

b) Elemento Direcional de Sequência Negativa / Zero:

Este elemento atua apenas para correntes desequilibradas. O fator de restrição de sequência positiva (a_2) evita que o elemento direcional de sequência negativa opere indevidamente para situações como, por exemplo, o desequilíbrio de carga, impondo que a corrente de sequência negativa deva exceder uma porcentagem do valor da corrente de sequência positiva, de modo que $\hat{I}_2 > a_2 \cdot \hat{I}_1$, sendo o valor típico adotado para a_2 de 0,1 [32].

Os ajustes de operação para a corrente \hat{I}_2 no sentido à frente (50QF) e sentido reverso (50QR) são dados em Amperes secundários, e para um transformador de corrente de corrente secundária nominal de 5 A, varia entre 0.25 até 5.00 A secundários, conforme manual do fabricante [19]. Estes parâmetros 50QF e 50QR definem a sensibilidade do elemento direcional de sequência negativa, pois são os valores mínimos que a corrente de desequilíbrio deve atingir para a entrada em operação deste elemento, e usualmente têm como ajuste 50QF = 0,50 e 50QR = 0,25, visando garantir maior sensibilidade para o elemento, de acordo com os ajustes recomendados em [32]. A comparação é feita, nesse caso, entre a corrente de sequência negativa multiplicada por três ($3\hat{I}_2$) e os ajustes 50QF e 50QR. Dessa forma, sendo satisfeita a condição de que $\hat{I}_2 > a_2 \cdot \hat{I}_1$ e também seja ultrapassado algum dos ajustes 50QF ou 50QR, entrará em operação o elemento direcional de sequência negativa para determinar a direcionalidade da corrente.

Para definir se será considerada na análise da direcionalidade a impedância de sequência negativa ou de sequência

zero, é utilizado o fator de restrição k_0 , que corresponde a uma porcentagem da magnitude da corrente de sequência zero. Caso $\hat{I}_2 > k_0 \cdot \hat{I}_0$, atua o elemento de sequência negativa, caso contrário é utilizado o elemento de sequência zero. É importante ressaltar que para ligações em Δ ou Estrela com neutro isolado do lado da concessionária no Transformador de interconexão, a contribuição de corrente de sequência zero vinda do gerador distribuído para a rede é nula [2], de forma que o elemento de sequência zero não é capaz de detectar corretamente a direcionalidade da falta, resultando em inconsistências numéricas. Por essa razão, foi desabilitada a operação do elemento de sequência zero neste estudo.

Para definir se a corrente desequilibrada está na direção à frente ou reversa, é calculada a impedância de sequência negativa ($Z2$) e comparado o seu valor com os parâmetros $Z2F$ e $Z2R$. Caso a impedância $Z2$ calculada ultrapasse o ajuste $Z2R$ a corrente flui no sentido reverso, e caso seja menor do que o ajuste $Z2F$, a corrente está no sentido à frente. A Figura 2 apresenta como é feita a divisão das regiões à frente e reversa no plano da impedância de sequência negativa calculada ao longo do tempo. De acordo com [18], para a maioria das aplicações é válido que se utilize as Equações [15], [16] [17] para cálculo dos ajustes $Z2F$ e $Z2R$, em que I_{nom_sec} é a corrente nominal no secundário do transformador de corrente e $Z1L$ é a impedância de sequência positiva da linha.

$$Z2F = 0,5 \cdot Z1L \quad (15)$$

Os ajustes de impedância são dados em valor secundário, e para obter estes valores é necessário dividir a impedância primária pela razão entre as relações de transformação de potencial (RTP) e de corrente (RTC) adotadas, conforme apresentado na Equação [16].

$$Z2F_{sec} = \frac{Z2F}{\left(\frac{RTP}{RTC}\right)} \quad (16)$$

O valor do ajuste $Z2R_{sec}$ é calculado com base na corrente nominal do secundário (I_{nom_sec}) do transformador de corrente, sendo que para o valor de 5 A, a diferença entre $Z2R_{sec}$ e $Z2F_{sec}$ será de no mínimo 0.1 ohm secundário, conforme a Equação [17]

$$Z2R_{sec} = Z2F_{sec} + \frac{0,5}{I_{nom_sec}} \quad (17)$$

Dessa forma, haverá pelo menos uma diferença de 0,1 ohm secundário entre $Z2F$ e $Z2R$ como margem de segurança para evitar quaisquer inconsistências na determinação da direção da falta, seguindo as recomendações do fabricante e [18]. Logo, pode-se assumir que é adequado adotar a Equação [18].

$$Z2R_{sec} = Z2F_{sec} + 0,1 \quad (18)$$

Para determinar a direção da corrente, o elemento de sequência negativa calcula a impedância $Z2$, segundo [19] e, conforme seu valor, em relação aos ajustes $Z2F$ e $Z2R$, define-se o sentido da corrente. Caso a impedância $Z2$ seja menor que o valor $Z2F$, a corrente estará no sentido à frente e quando $Z2$ ultrapassa o valor de $Z2R$, o sentido é definido como reverso.

$$Z2 = \frac{\Re\{\hat{V}_2 \cdot (1 \angle \theta_{Z1} \cdot \hat{I}_2)^*\}}{|\hat{I}_2|^2} \quad (19)$$

A Figura 2 exemplifica a divisão das regiões de impedância à frente e reversa, utilizadas pelo elemento direcional de sequência negativa.

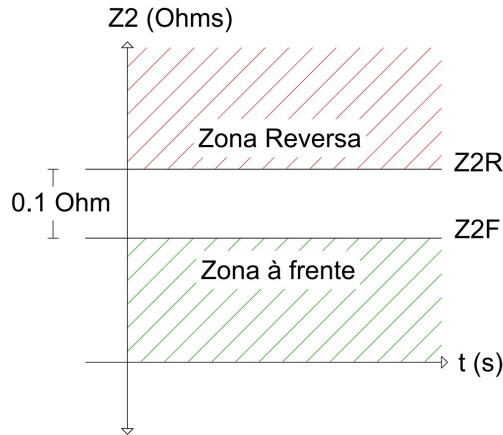


Figura 2. Plano cartesiano com as regiões à Frente e Reversa para o elemento direcional de sequência negativa. Fonte: Adaptado de [20].

Para melhor sensibilidade quanto às zonas de atuação [31], são calculados internamente os limites ZFT e ZRT [16], utilizando os ajustes Z2F e Z2R informados pelo usuário. Os novos limites ZFT e ZRT são constantemente atualizados ao longo da operação, em função da corrente e tensão de sequência negativa amostradas no sistema, e são dados conforme as equações (20), (21), (22) e (23):

$$Z2F \leq 0, ZFT = 0,75 \cdot Z2F - 0,25 \cdot \left| \frac{\hat{I}_2}{\hat{V}_2} \right| \quad (20)$$

$$Z2F > 0, ZFT = 1,25 \cdot Z2F - 0,25 \cdot \left| \frac{\hat{I}_2}{\hat{V}_2} \right| \quad (21)$$

$$Z2R \geq 0, ZRT = 0,75 \cdot Z2R + 0,25 \cdot \left| \frac{\hat{I}_2}{\hat{V}_2} \right| \quad (22)$$

$$Z2R < 0, ZRT = 1,25 \cdot Z2R + 0,25 \cdot \left| \frac{\hat{I}_2}{\hat{V}_2} \right| \quad (23)$$

Os ajustes ZF0 e ZR0 para a direcionalidade de correntes no neutro são análogos aos ajustes do elemento de sequência negativa, diferindo apenas no parâmetro que será utilizado, que é a impedância de sequência zero da rede, sendo o cálculo da impedância Z0 realizado conforme (24).

$$Z0 = \frac{\Re\{3\hat{V}_0 \cdot (1 \angle \theta_{Z0} \cdot 3\hat{I}_0)^*\}}{|3\hat{I}_0|^2} \quad (24)$$

2) *Direcional de Potência Ativa (ANSI 32P)*: A função direcional de potência ativa 32P, também conhecida como proteção contra motorização, evita que o gerador consuma potência ativa da rede que está conectado. Este comportamento pode ser decorrente da falta ou perda de potência mecânica na máquina primária, ocasionando a reversão no fluxo de potência ativa. Esta função visa a proteção das turbinas da máquina, que podem ser danificadas devido à inversão do fluxo de potência. É usual que se ajuste os relés para atuação com valores acima de 3% da Potência Nominal, para turbinas a vapor, levando em consideração também a temporização para evitar a atuação por reversões de potência em situações de sincronizações e oscilações de potência no sistema [11].

D. Proteções contra ilhamento

1) *Proteção de Sub e Sobrefrequência (ANSI 81 O/U)*: A frequência do sistema está relacionada ao equilíbrio entre geração e consumo de potência ativa. Desequilíbrios neste parâmetro podem estar relacionados a sobrecargas, que causam reduções na velocidade do rotor da máquina síncrona, ou eventuais rejeições de carga, que provocam aumentos de velocidade e, conseqüentemente, na frequência elétrica da rede [22].

Para o cenário da geração distribuída operando conectada à rede elétrica, variações na geração e nas cargas locais não resultam em impactos na frequência da rede, em razão da elevada inércia do sistema interligado. Porém, após a ocorrência de um ilhamento do gerador distribuído, a frequência elétrica que antes era mantida pelo sistema interligado, pode sofrer alterações caso haja um desequilíbrio entre a potência elétrica gerada e o consumo pelas cargas remanescentes. Visando detectar cenários de alterações na frequência, a função de proteção contra sub e sobrefrequência calcula e monitora este sinal, comparando-o com os limites ajustados. Caso ocorra a ultrapassagem em algum dos níveis determinados, é efetuado o envio do comando para abertura do disjuntor [32].

2) *Salto de Vetor (ANSI 78)*: Enquanto o gerador síncrono opera conectado à rede de distribuição, a tensão terminal do equipamento apresenta um ângulo de fase correspondente a este modo de operação. Ao ocorrer um ilhamento, devido à perda de referência da tensão da rede, o ângulo de fase da tensão terminal do gerador pode sofrer um deslocamento abrupto. Por meio da verificação dessa variação do ângulo do vetor de tensão é possível avaliar se houve o ilhamento.

Para a implementação deste relé foi utilizado como referência o modelo *Woodward MRG3* [15], cuja lógica da função se dá pelo cálculo e comparação do período de um ciclo elétrico, por meio da medição do tempo dos cruzamentos ascendentes do eixo horizontal. Considerando a forma de onda para a frequência nominal do sistema em 60 Hz como referência para a avaliação do deslocamento angular da tensão terminal, caso a diferença entre o ângulo de fase calculado e o ângulo de referência seja maior que o valor de ajuste, é enviado o sinal de *trip* ao disjuntor.

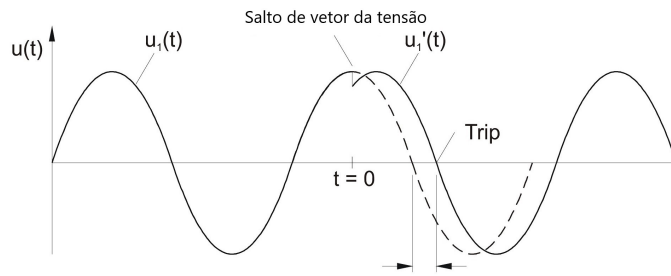


Figura 3. Ilustração do “salto vetorial” (*vector surge*) na tensão terminal do gerador após seu ilhamento. Fonte: [15]

A função 78 pode ter a sua atuação restringida de acordo com a tensão lida no sistema, de modo que opere apenas caso o valor seja superior a um ajuste mínimo adotado. Esta restrição permite seja evitada a atuação indevida da proteção em casos de curtos-circuitos, os quais podem resultar em cenários de subtensão.

Adicionalmente, é possível alternar o modo de operação da função para que o *trip* seja disparado somente caso o salto vetorial nas três fases ultrapasse o valor pré-estabelecido, ou de forma que a ocorrência em qualquer uma das fases seja suficiente para o envio do comando de abertura. Essa função aumenta a sensibilidade da detecção de ilhamento em comparação com relés de sub e sobrefrequência, pois o salto de vetor pode ocorrer mesmo que não haja variação da frequência do gerador.

3) *Taxa de Variação de Frequência (ROCOF)*: Após a ocorrência de um ilhamento, o desbalanço entre a potência ativa gerada e consumida provoca a variação na frequência do sistema. A função ROCOF ou 81 df/dt avalia esta taxa de variação da frequência, calculando a derivada da frequência em função do tempo, e caso esta exceda o limite ajustado, o comando para abertura do disjuntor é enviado. A tensão terminal pode ser utilizada como parâmetro de bloqueio desta função, impondo uma faixa de tensão adequada para sua operação, para evitar atuações indevidas em casos transitórios decorrentes de curtos-circuitos no sistema [22].

4) *Direcional de Potência Reativa (ANSI 32Q)*: A função Direcional de Potência Reativa pode ser utilizada como proteção para detecção passiva de ilhamentos não intencionais, atuando de forma complementar aos casos em que o ilhamento ocorre com uma variação de carga pequena o suficiente para que as demais funções não detectem [22].

Um gerador síncrono operando subexcitado, ou com fator de potência unitário, enquanto conectado à rede, demandará potência reativa indutiva, ou nula, respectivamente. Após a ocorrência de um ilhamento, o gerador passa a ser responsável por suprir a demanda de potência reativa das cargas remanescentes. Dessa forma, a direcionalidade da potência reativa no gerador pode sofrer uma alteração, passando de consumo para exportação. Assim, é possível avaliar se houve o ilhamento não intencional da geração distribuída.

Segundo Mota [22] e Katiraei e Abbey [23], o risco de não detecção desta função está relacionado ao perfil das cargas, já que ilhamentos com pouca variação de potência

ativa e predominância de cargas resistivas não provocarão alterações significativas no fluxo de potência reativa ao ponto de sensibilizar o relé.

De acordo com Janke [21], esta função pode ser um requisito obrigatório, em países como a Alemanha, para a conexão de geração distribuída à rede, sendo utilizada como uma proteção que auxilie contra subtensões no sistema [21]. Em casos de afundamentos de tensão, caso o gerador distribuído esteja operando sobre-excitado, ou seja, fornecendo potência reativa para a rede, ele deve se manter conectado, visando auxiliar na manutenção do nível tensão do sistema. Caso, durante um cenário de subtensão, o gerador esteja subexcitado consumindo reativo da rede, ele é desconectado, visando proteger o sistema contra possíveis colapsos em seu perfil de tensão.

E. Linha Viva / Barra Morta e Check de Sincronismo

1) *Linha Viva / Barra Morta*: A proteção Linha Viva / Barra Morta visa impedir a entrada fora de sincronismo do gerador distribuído em paralelo com o sistema, bloqueando o fechamento do disjuntor no ponto de conexão entre a Linha (entendida como sendo a rede elétrica em que será conectada a geração distribuída) e a Barra (lado do acessante no ponto de entrega), quando a condição de Linha Energizada e Barra Desenergizada seja atendida. Ou seja, não deve haver alimentação da Barra por parte da GD. Somente após o fechamento do disjuntor do ponto de entrega e a energização da Barra pela concessionária é liberado o *check* de sincronismo e, posteriormente, o fechamento do disjuntor no ponto de conexão entre Gerador Síncrono Distribuído e a Barra do Acessante.

Esta função foi modelada com base no funcionamento do relé comercial *Pextron UPR 6000* [17]. Outras configurações podem ser adotadas para habilitar o fechamento do disjuntor, sendo elas Linha Morta / Barra Morta; Linha Viva / Barra Morta ou Linha Morta / Barra Viva; e, por fim, Linha Viva / Barra Viva; cabendo ao usuário definir a configuração no equipamento. Para determinar se o trecho está energizado é utilizado o sinal de tensão vindo de um TP e caso o valor medido seja maior que um ajuste (usualmente 25 V), o terminal é considerado energizado, caso seja menor que este ajuste, entende-se que o trecho está desenergizado.

2) *Check de Sincronismo (ANSI 25)*: Para avaliar se dois sistemas a serem conectados encontram-se em sincronismo são analisados os valores de frequência e de tensão, em módulo e ângulo. Caso a diferença entre esses valores esteja dentro dos ajustes, é liberado o fechamento do disjuntor do ponto de conexão entre a rede da concessionária e o gerador síncrono distribuído. O sinal de tensão proveniente do TP do lado do gerador síncrono é comparado com o sinal medido pelo TP do lado da Barra do Acessante, cuja tensão é vinda da concessionária.

Ressalta-se que na implementação da função 25 deve ser levada em consideração a possibilidade de defasagem angular provocada por equipamentos elétricos, como o atraso de 30° proveniente da ligação Δ - Estrela do transformador. Nesses casos, é acrescentada aos parâmetros do relé uma

variável cuja finalidade seja anular erros na atuação do relé devido ao defasamento angular provocado por equipamentos, cabendo ao usuário definir o valor desta variável de ajuste do defasamento.

F. Falha de Disjuntor (ANSI 50BF)

Ao detectar uma condição anormal de operação, o relé de proteção do ponto de conexão envia o comando de abertura para o disjuntor de interconexão e simultaneamente inicializa o temporizador da função de proteção contra falha de disjuntor. Caso o disjuntor ainda se encontre fechado após a conclusão do intervalo de tempo definido, ou ainda seja identificada a presença de corrente acima do valor de ajuste, é enviado o comando para abertura do disjuntor adjacente no ponto de conexão da geração.

A lógica da função de proteção contra falha de disjuntor descrita está apresentada na Figura 4, na qual estão representados o estado do disjuntor (Contatos do Disjuntor) e a corrente de ajuste (I); o recebimento do sinal de trip de outras funções de proteção e a saída de trip da função 50BF, que deve ocorrer ao final da temporização adotada.

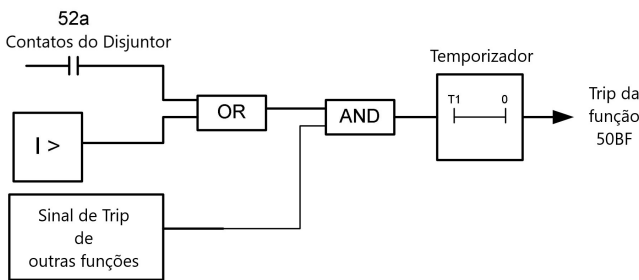


Figura 4. Diagrama de blocos da lógica de atuação da função Falha de Disjuntor. Fonte: Adaptado de [10].

G. Gerador Síncrono Distribuído

O controle do gerador síncrono foi realizado de forma que, quando conectado à rede, a tensão terminal e a frequência são impostas pelo sistema. Desse modo, a atuação do controle de excitação reflete no fluxo de potência reativa do gerador, sendo que, ao operar sobre-excitada, a máquina fornece potência reativa ao sistema, por outro lado, quando subexcitada, absorve potência reativa do sistema. Cabe ao controle de velocidade a manutenção do valor da potência ativa que a máquina fornece ao sistema.

1) *Controlador de Potência Ativa:* A malha de controle adotada para o controle de potência ativa fornecido pelo gerador síncrono distribuído foi a de um regulador de velocidade genérico, apresentado em [7]. O controle da potência se dá pela avaliação do erro entre frequência e potência ativa medidas e seus respectivos valores de referência, de modo que é feita a correção na potência mecânica injetada nas turbinas da máquina primária a fim de se corrigir o erro observado.

2) *Controlador de Potência Reativa:* A atuação do controle de potência reativa se dá sobre a tensão de campo do gerador síncrono, tendo em vista que alterações na excitação da máquina implicam em variações na sua tensão terminal e potência reativa fornecida ou absorvida do sistema, e consequentemente alterações no fator de potência.

Conforme [6], para máquinas síncronas das quais não é esperada a atuação no sentido de controlar a tensão do sistema, apenas acompanhar as variações que vierem a ocorrer, é adequado a utilização de controladores de potência reativa ou fator de potência. São incluídas nessa categoria máquinas de menor porte, conectadas a sistemas de distribuição, cuja tensão é regulada por comutadores de tap presentes nos transformadores, ou equipamentos similares. Para a modelagem da malha de controle de potência reativa, foi utilizado o modelo *Var controller Type II model*, presente em [6].

III. DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

A. Sistema Proposto

O sistema elétrico de teste é composto por um equivalente de Thévenin do sistema interligado referido à subestação de distribuição, um alimentador de distribuição de média tensão de 34,5 kV, cujos valores de impedância foram retirados de [30], e as cargas alimentadas ao longo da rede de 34,5 kV. A planta do acessante é composta pelo transformador de acoplamento de 4 MVA, cargas locais de 2MW e 0,8 kVar e um gerador síncrono de 3 MVA e fator de potência 0,8. As reatâncias e constantes de tempo do gerador síncrono são dados típicos obtidos em [24]. A Figura 5 apresenta o sistema para testes modelado no *ATPDraw*. O diagrama unifilar de todo o sistema modelado com o detalhamento dos dados encontra-se no Apêndice A.

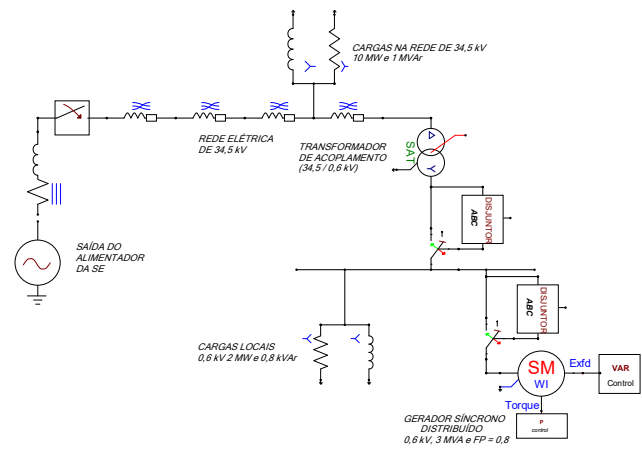


Figura 5. Sistema modelado para testes no *ATPDraw*

O Gerador Síncrono distribuído foi simulado utilizando o componente *UMSYN* próprio do *ATPDraw*. As malhas de controle de potência ativa e reativa foram elaboradas por meio dos dispositivos *TACS*, compostos por blocos de funções de transferência, declarações em FORTRAN e outras funcionalidades, e agrupadas em blocos para melhor visualização,

conforme apresentado na Figura 6. As malhas de controle foram adaptadas de [25] para os controles apresentados em [6] e [7].

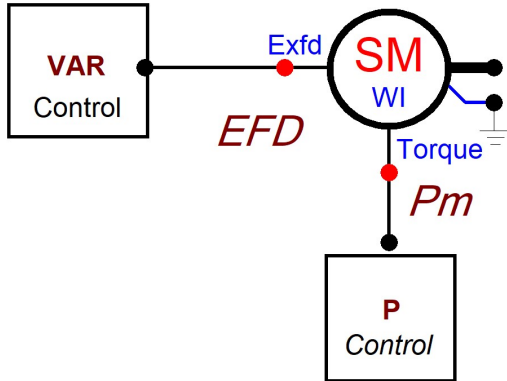


Figura 6. Representação do Gerador Síncrono distribuído e seus controles de Potência Ativa e Reativa no *ATPDraw*.

B. Modelagem dos Relés

O *software ATPDraw* apresenta, em sua biblioteca de dispositivos, *Models* e *TACS* conversores de sinais, tais como conversores do domínio das fases para o domínio das sequências, de sinais senoidais em valores eficazes ou fasores e também sensores de frequência. Além desses, há também medidores de tensão, corrente e potência. Estas ferramentas para medição e tratamento dos sinais foram utilizadas para a obtenção dos valores necessários às funções de proteção modeladas, sendo o processamento lógico das funções elaborado em *Models* específicos.

Dentro dos *Models*, é possível determinar quais serão os valores de entrada, quais parâmetros receberão seus valores da máscara do *Model*, as variáveis auxiliares utilizadas apenas para o processamento interno do código e, por fim, as variáveis de saída, cujos valores poderão ser medidos ou utilizados em outras aplicações. A linguagem utilizada para a codificação dos *Models* é própria do programa, e segue uma estrutura padronizada. A Figura 7 apresenta uma breve explicação a respeito da estrutura da linguagem.

```

MODEL DEFAULT
DATA d1,d2 -- Variáveis para entrada de dados
            -- informadas, pelo usuário, na máscara do Model

INPUT i1,i2 -- Variáveis de entrada de sinais
            -- do sistema que o Model recebe

OUTPUT o1,o2 -- Variáveis de saída de sinais
            -- processados pelo Model

VAR o1,o2 -- Variáveis auxiliares para
            -- a lógica executada pelo Model

INIT
o1:=0
o2:=1
ENDINIT

EXEC -- Lógica executada pelo Model
o1:=(i1-i2)*t
o2:=sin(o1)
ENDEXEC

ENDMODEL
    
```

Figura 7. Exemplo *default* de um bloco *Model*.

A modelagem das funções foi organizada de modo que as variáveis de ajuste dos relés, que são definidas pelo usuário, serão parametrizadas na máscara do *Model* (variáveis *DATA* do *Model*), ficando disponíveis para alterações de valores. Dessa forma, cabe ao usuário apenas a parametrização do relé e a conexão dos pontos para a entrada dos sinais do sistema necessários para cada função, como corrente e tensão.

Todos os relés possuem as opções de habilitar ou desabilitar sua função, bem como os ajustes de tempo de inicialização e tempo de atraso. Foram criados também *Models* para simular transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP), implementando apenas a redução dos sinais, para adequar as leituras de corrente e tensão no sistema para valores secundários, desprezando-se a modelagem de não linearidades e a saturação destes equipamentos.

A obtenção dos valores de tensão e corrente é feita pelas ferramentas do *ATPDraw Voltage Probe* e *Current Probe*, e o cálculo da Potência Ativa e Potência Reativa trifásica pode ser feito com o uso do bloco *UI2PQ3*.

Para o tratamento dos sinais para a obtenção dos dados em fasores, foi utilizado o bloco *Model ABC2PHR*; a conversão para o domínio das sequências foi feita por meio do bloco *ABC2SEQ*; para obtenção do sinal em valor eficaz, o bloco *ABC2RMS*; para a transformação de coordenadas retangulares para coordenadas polares foi utilizado o bloco *CAR2POL*; e para a obtenção da frequência de um sinal, foi usado o bloco *TACS TABC2FREQ*. Para a modelagem das funções de proteção, os conversores foram alocados internamente nos agrupamentos de cada função, de acordo com as necessidades para cada função. A Figura 8 apresenta as ferramentas citadas disponíveis no *software* que foram utilizadas para a composição dos modelos dos relés.

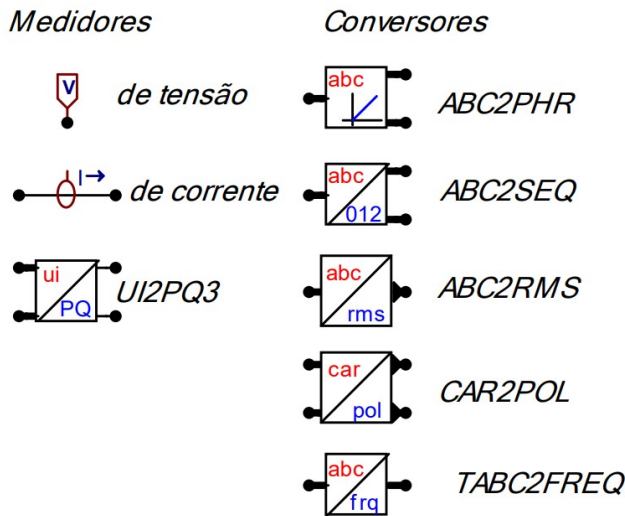


Figura 8. Blocos de medidores e conversores de sinais do ATPDraw.

Foi realizado o agrupamento dos conversores necessários e do bloco para processamento do sinal para cada função modelada, de modo que seja necessário apenas conectar como entrada dos blocos os sinais de corrente ou tensão lidos no sistema, reduzidos em valores secundários pelos *Models* TC e TP.

A Figura 9 apresenta os blocos das funções de proteção implementadas, as quais terão seu desenvolvimento detalhado nas subseções seguintes.

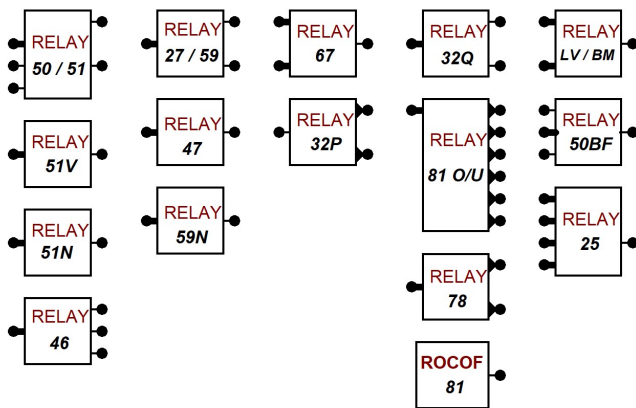


Figura 9. Biblioteca das funções implementadas no ATPDraw.

1) (ANSI 50/51): A função de sobrecorrente foi modelada de modo a permitir o uso em conjunto das funções 51V e 67. Dessa forma, caso habilitado no *Model* da função 50/51, é permitido que seja restringida a direção de atuação do relé de sobrecorrente e também que seja alterada a corrente de operação, conforme o valor informado pela saída do *Model* do relé 51V. Assim, o bloco 50/51 recebe como entradas os sinais provenientes do transformador de corrente, da função direcional 67 e de sobrecorrente com restrição de tensão 51V. A saída do *Model* será o sinal de *trip*, podendo ser instantâneo ou temporizado, conforme a parametrização estabelecida.

A Figura 10 mostra os blocos das funções ANSI 50/51, 51V e 67, e como as saídas dos respectivos *Models* elaborados se relacionam.

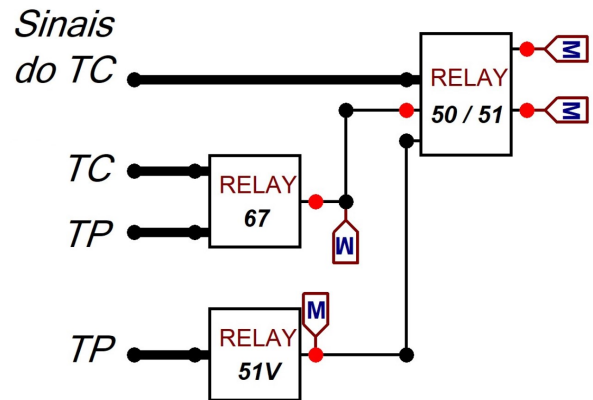


Figura 10. Blocos modelados das Funções ANSI 50/51, 51V e 67.

A Figura 11 mostra a máscara para parametrização da função ANSI 50/51, contendo as opções de habilitar ou desabilitar as funções direcional e de restrição de tensão, bem como os ajustes próprios da função 50/51.

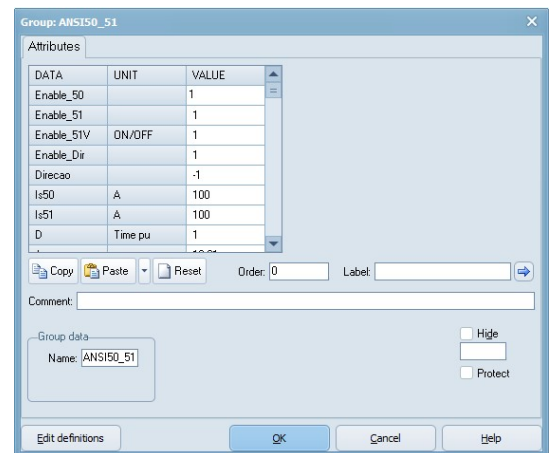


Figura 11. Máscara do bloco ANSI 50/51.

2) (ANSI 51V): A função 51V recebe o sinal de tensão advindo do transformador de potencial, e como variável de ajuste tem a corrente de operação e tensão nominal. Dessa forma, é feita a comparação entre a tensão medida e a tensão nominal do sistema, e ao final do processamento obtém-se como variável de saída o valor da corrente de operação. A finalidade deste bloco criado é a sua utilização em associação com o *Model* da função 50/51.

3) (ANSI 50/51N): Esta função disponibiliza para o usuário o ajuste do limite de sobrecorrente de neutro no sistema, informado em porcentagem. O bloco recebe o sinal de corrente vindo do TC, realiza a conversão para o domínio das sequências e calcula a corrente de neutro conforme (5). Caso o valor da corrente I_N seja maior do que o ajuste, é realizado o envio de *trip* instantâneo ou temporizado, conforme a coordenação adotada.

4) (ANSI 46): Este relé tem como entrada a corrente de sequência negativa, obtida pelo conversor do domínio das fases para as componentes de sequência. Como ajustes disponíveis ao usuário, estão as constantes k_1 e k_2 e a corrente nominal do gerador síncrono. É então feita a análise já apresentada em (7), (8) e (9), de modo que caso alguma condição anormal de operação seja detectada, serão emitidos os sinais de alarme, primeiro sinal de *trip* para abertura do disjuntor no ponto de entrega e, caso ainda haja a presença de correntes desequilibradas, o envio do sinal de *trip* para o disjuntor do ponto de conexão da geração.

5) (ANSI 67/67N): Os parâmetros disponíveis para o usuário na função de sobrecorrente direcional de fase são a impedância de sequência positiva da linha, os ajustes 50P32P, 50QF e 50QR, os limites das zonas à frente (Z2F) e reversa (Z2R), e o fator de restrição a_2 . Caso a função 67N seja habilitada, deverão ser informadas a impedância de sequência zero da linha, os limites Z0F e Z0R, bem como os fatores de restrição a_0 e k_0 .

Foram criados dois elementos distintos para a avaliação de correntes equilibradas e para correntes desequilibradas. A determinação da direcionalidade é feita em conjunto pelos dois elementos, sendo respeitada a coordenação que prioriza a resposta do direcional de sequência negativa. Os elementos direcionais criados foram modelados conforme os esquemas apresentados na Figura 12, para o elemento de sequência direta, e nas Figuras 13 e 14 para o elemento de sequência negativa.

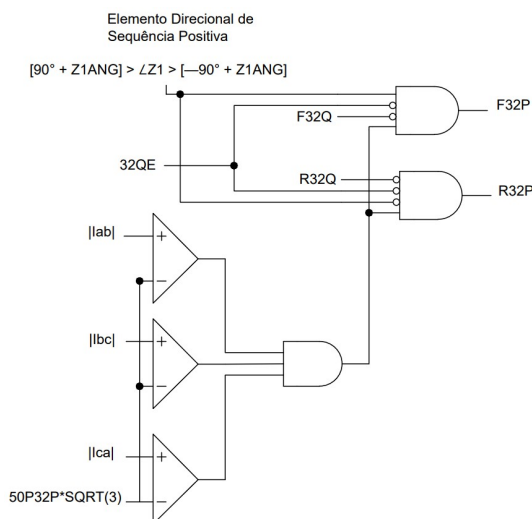


Figura 12. Diagrama da função direcional de sequência positiva. Fonte: Adaptado de (19)

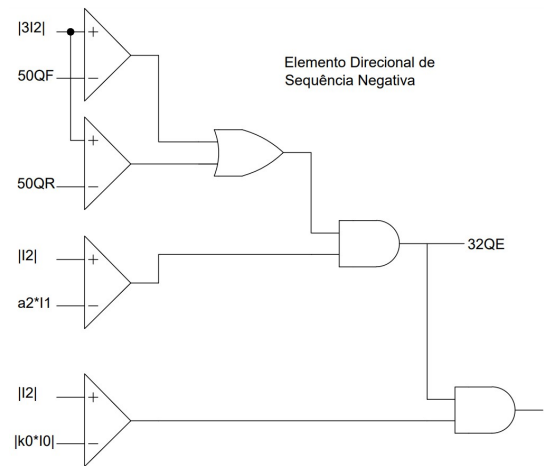


Figura 13. Diagrama da função direcional de sequência negativa - Parte 1. Fonte: Adaptado de (19)

Caso haja correntes desequilibradas na rede, é feita a coordenação entre os elementos de sequência negativa e zero, pela comparação entre o valor de \hat{I}_2 com \hat{I}_0 , por meio da inequação (25). Caso seja verdadeira a condição, é ativado o elemento de sequência negativa, caso contrário é atuado o elemento de sequência zero, cuja modelagem é análoga ao de sequência negativa, alterando os cálculos conforme (24). É importante ressaltar que neste trabalho o elemento de neutro 67N foi desabilitado, devido à configuração Δ -Y do transformador de acoplamento, tipicamente exigida pelas concessionárias de distribuição no Brasil.

$$|\hat{I}_2| > |k_0 \hat{I}_0| \tag{25}$$

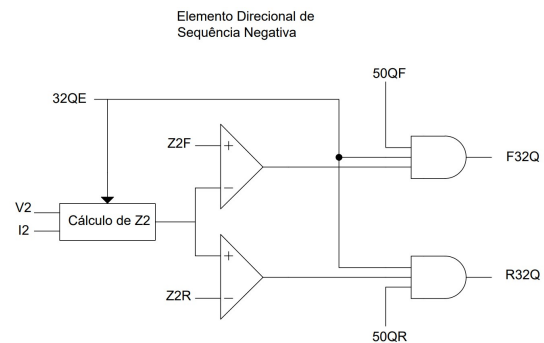


Figura 14. Diagrama da função direcional de sequência negativa - Parte 2. Fonte: Adaptado de (19)

Como saída do bloco, tem-se a direção da corrente lida, sendo adotado como +1 o sentido do gerador síncrono para a rede e -1 o sentido da rede para a planta do acessante. Dessa forma, é possível utilizar a saída do bloco em outras funções modeladas, como foi o caso da função de sobrecorrente 50/51.

6) (ANSI 27/59): O relé de sub e sobretensão disponibiliza ao usuário o ajuste da tensão nominal do sistema, de dois níveis de subtensão e dois níveis de sobretensão, que serão informados em porcentagem. Também é possível parametrizar o tempo de atuação da proteção para cada estágio de sub e sobretensão.

O bloco recebe o sinal de tensão proveniente do TP e compara o seu valor em RMS com o valor nominal de ajuste, e caso atinja algum dos limites estabelecidos, é enviado o sinal de *trip* temporizado conforme o ajuste na máscara do relé.

7) (ANSI 59N): A função de sobretensão de neutro recebe o módulo da tensão de sequência zero do sistema, calculada pelo conversor *ABC2SEQ*, realiza internamente o cálculo de \hat{V}_N por (12), e compara seu módulo com o limite de ajuste. O limite de sobretensão de neutro é definido pelo usuário na máscara do relé, informando a porcentagem máxima de tensão de neutro em relação à tensão nominal.

8) (ANSI 47): A proteção contra desequilíbrio de tensão requer a entrada manual do ajuste do limite de desequilíbrio, em porcentagem. Como entrada, o bloco recebe as tensões de sequência positiva e negativa da rede, calculadas pelo Model *ABC2SEQ*. Dessa forma, internamente o relé calcula o valor do Fator de Desequilíbrio por meio da Equação 13, e caso ultrapasse o limite ajustado é enviado o comando para a abertura do disjuntor.

9) (ANSI 81 O/U): O usuário define neste bloco os limites para os estágios de sub e sobretensão, informando o valor em Hz, e também o tempo de resposta do relé para cada estágio de atuação. A proteção contra sub e sobrefrequência atua com tempo de resposta definido de acordo com o estágio de sub ou sobretensão. Dessa forma, o sinal proveniente do medidor de frequência é comparado com os valores de ajuste e, conforme o estágio de irregularidade atingido, é enviado o sinal de trip com o atraso de tempo correspondente.

10) (ANSI 32P): Este relé recebe a potência ativa no terminal do gerador a partir do Model *UI2PQ3*, que calcula a potência ativa e reativa trifásica fluindo em um ramo. A função 32P foi modelada visando limitar o fluxo de potência em uma determinada direção. Dessa forma, foram dispostos como parâmetros de ajuste na máscara do bloco a direção de atuação, sendo -1 no sentido inverso, e o valor limite de potência ativa para atuação do relé.

Caso a direção do fluxo de potência ativa coincida com o ajuste de direção para atuação e o limite seja ultrapassado, é enviado o comando de trip ao disjuntor de acordo com o atraso de tempo ajustado.

11) (ANSI 78): A função de proteção salto de vetor dispõe para ajuste do usuário a escolha do modo de operação, se o deslocamento vetorial em apenas uma das fases é suficiente para a atuação da proteção ou se será necessário que as três fases sofram a perda de sincronismo. É necessário também parametrizar o ângulo de ajuste máximo para disparo do sinal de trip, sendo adotado usualmente o valor de 6° para redes com alta potência de curto-circuito [22].

O bloco recebe o sinal de tensão do sistema e calcula o período de um ciclo elétrico pelo cruzamento ascendente do eixo horizontal pelo sinal e converte este período em graus. Caso a diferença entre o valor de referência e o ângulo medido seja maior do que o ajuste adotado, é enviado o sinal de trip da função 78.

12) (ANSI 81 ROCOF): A função de taxa de variação da frequência tem como entrada o sinal de frequência do circuito, e internamente é calculada a derivada da frequência em função

do tempo. Caso esta taxa de variação seja superior ao limite ajustado, é enviado o sinal de trip ao disjuntor.

13) (ANSI 32Q): A função direcional de potência reativa funciona de forma similar à de potência ativa (ANSI 32P), sendo disponibilizado ao usuário a direção do fluxo de potência reativa a ser restringido e também o valor limite em magnitude. O bloco recebe como entrada a potência reativa trifásica, calculada pelo Model *UI2PQ3*, e os sinais de corrente e tensão do circuito, para determinar a direção da potência reativa.

A direção do fluxo de potência reativa pode ser avaliado comparando o ângulo da corrente e tensão de saída o gerador síncrono [22]. Caso o fluxo de reativo esteja na direção ajustada para atuação e seja ultrapassado o valor limite, é enviado o comando de abertura do disjuntor.

14) (ANSI 25): O check de sincronismo foi modelado recebendo o sinal senoidal de tensão do transformador de potencial e o convertendo internamente para fasor com o conversor *ABC2PHR*. Além disso, é utilizado também o conversor de frequência *TACS TABC2FRQ*. Assim, o Model tem como entrada os valores de módulo e ângulo da tensão e a frequência deste sinal. São necessários dois pontos de conexão para realizar a comparação dos valores provenientes destes dois pontos distintos e avaliar se os sistemas estão em sincronismo.

O relé deve fornecer ao usuário os ajustes para a comparação do módulo das tensões, dos ângulos de fase e o limite para a diferença entre os valores de frequência. Além destes, também deve ser levado em consideração a possibilidade de defasagem angular provocada pelos equipamentos elétricos utilizados, como por exemplo o atraso provocado pela ligação do transformador de acoplamento.

Caso alguma das condições para sincronismo [9] não sejam atendidas, é bloqueado o fechamento do disjuntor. Dessa forma, a saída deste relé é o sinal que habilita ou impede o fechamento do disjuntor no ponto de conexão da geração. Caso a saída seja igual a 1, está habilitado o fechamento, e caso seja igual a 0 será bloqueada a entrada em paralelo do gerador com a rede.

15) (ANSI 50BF): Para este bloco devem ser parametrizados o temporizador de atraso para envio do comando de abertura do disjuntor a montante e a corrente de ajuste.

A função de proteção contra falha de disjuntor foi modelada conforme o esquema da Figura 15.

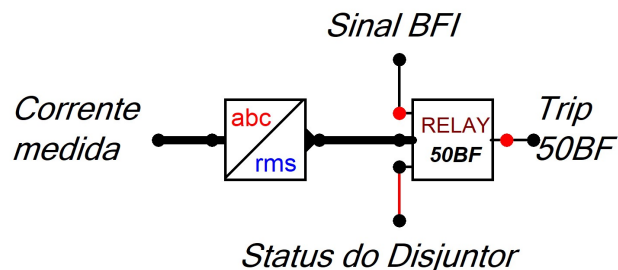


Figura 15. Bloco modelado da Função ANSI 50BF

O bloco recebe o sinal de trip enviado pelas outras funções de proteção, o status de aberto ou fechado do disjuntor a ser protegido contra falha e o sinal de corrente do TC vinculado ao Disjuntor protegido. Ao receber o sinal de trip das demais funções de proteção, a função 50BF inicializa o temporizador (50BFI) e, caso ao final da contagem, ainda seja detectada corrente acima do valor de ajuste ou o status de fechado do disjuntor protegido, é enviado o comando de abertura para o disjuntor adjacente.

16) *Linha Viva / Barra Morta*: O bloco para a proteção de Linha Viva / Barra Morta dispõe ao usuário qual o valor de tensão limite para considerar o terminal energizado ou desenergizado, sendo o valor padrão de 25V, e qual dos modos de operação deseja que seja utilizado.

Como entrada, esta função recebe os sinais de tensão em dois pontos distintos, vindos dos transformadores de potencial. Internamente, é feita a comparação entre os valores lidos e as tensões de referência e, conforme o modo de operação escolhido, é liberado ou bloqueado o fechamento do disjuntor no ponto de entrega da concessionária. No caso desta aplicação, foi escolhido o modo Linha Energizada / Barra Desenergizada, portanto é necessário para a liberação do fechamento do disjuntor que a tensão lida no TP da linha seja maior que 25V e a tensão na barra seja menor que 25V.

IV. ANÁLISE DE RESULTADOS

A. Falhas Simuladas

Para avaliar o desempenho das funções de proteção, foram aplicadas faltas ao sistema elétrico, em momentos distintos, cujos instantes encontram-se indicados em cada subseção. As respostas das funções implementadas são verificadas pela transição de nível 1 para nível 0, sendo considerado este instante da transição o momento do envio do sinal de trip pelas funções de proteção.

Foi considerada em sentido reverso a corrente que flui em direção à planta do acessante e em sentido à frente a corrente que flui em direção à rede de distribuição da concessionária. A Figura 16 apresenta a ligação das funções de proteção ANSI 51N, 51V, 50/51 e 67 no TC e no TP.

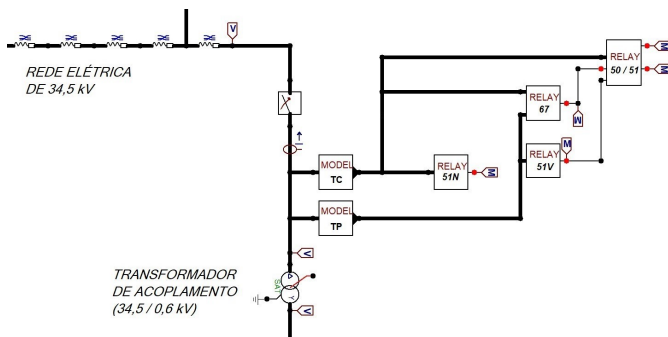


Figura 16. Conexão das funções de proteção ANSI 51N, 51V, 50/51 e 67

Para avaliar o desempenho da função direcional ANSI 67 quanto à capacidade de identificação da direcionalidade da corrente, foram aplicados curtos-circuitos externos e internos

ao acessante, equilibrados (trifásicos) e desequilibrados (monofásicos na fase C).

Para correntes desequilibradas devem responder as saídas F32Q (para faltas externas, à frente) ou R32Q (para faltas internas, consideradas reversas), conforme a Figura 14.

Para correntes equilibradas devem responder as saídas F32P (para faltas externas, à frente) ou R32P (para faltas internas, consideradas reversas), conforme apresentado na Figura 12.

A resposta dos elementos F32P, R32P, F32Q e R32Q não representa o envio do comando de trip pela função, pois são apenas indicadores de direcionalidade da corrente elétrica, bem como do seu caráter equilibrado ou desequilibrado.

As simulações que envolvem a falha do disjuntor, foram realizadas desconectando a linha de comando para abertura, proveniente das demais funções de proteção. A Figura 17 apresenta o disjuntor modelado para realização dos testes, o qual é comandado pelos sinais de trip e possui um tempo de atraso para abertura ajustável, para o qual foi utilizado 100ms. Para a simulação de não atuação do equipamento, basta desconectar o sinal de entrada de trip.

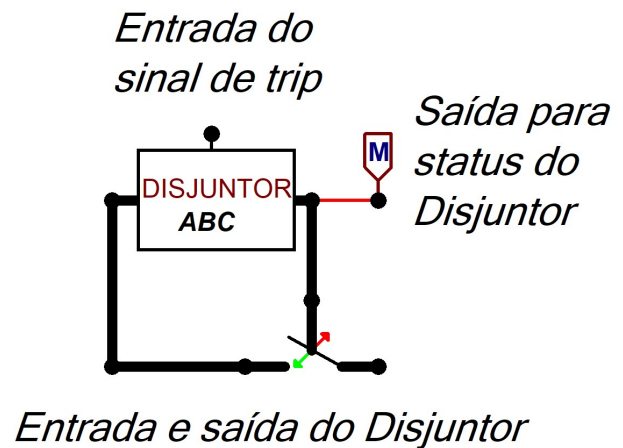


Figura 17. Modelo do disjuntor utilizado para as simulações

1) *Curto-Circuitos externos, para avaliar a detecção da direção da corrente de falta*: A Figura 18 apresenta a resposta do elemento direcional para um curto equilibrado e a Figura 19 para um curto desequilibrado, sendo os curtos-circuitos externos à geração distribuída, considerados à frente, aplicados no instante de 3s.

Para faltas equilibradas à frente, deve responder apenas a saída F32P do elemento direcional de sequência positiva. Para faltas desequilibradas à frente, deve responder apenas a saída F32Q do elemento direcional de sequência negativa.

A indicação da direcionalidade das correntes de falta obteve desempenho coerente para as diferentes simulações realizadas, respondendo, respectivamente, apenas as saídas F32P e F32Q, enquanto as demais se mantiveram inoperantes.



Figura 18. Resposta da função direcional para faltas equilibradas à frente



Figura 20. Resposta da função direcional para faltas equilibradas internas

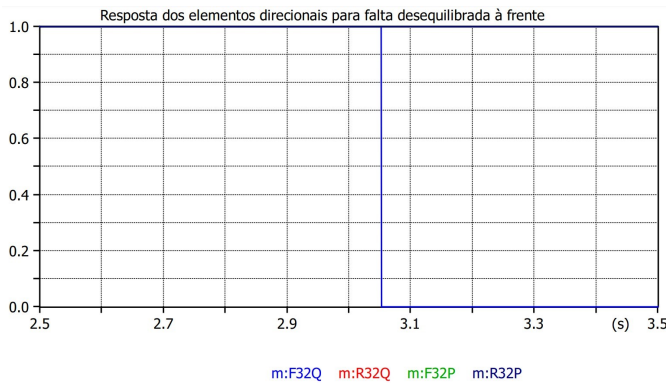


Figura 19. Resposta da função direcional para faltas desequilibradas à frente



Figura 21. Resposta da função direcional para faltas desequilibradas internas

2) *Curto-Circuitos internos ao acessante, para avaliar a detecção da direção da corrente de falta:* No caso de faltas internas, apenas os elementos R32P (para correntes equilibradas) ou R32Q (para correntes desequilibradas) devem responder, pois indicam correntes em direção à planta do acessante, consideradas em sentido reverso. Para a avaliação do desempenho dos elementos direcionais implementados foram aplicadas faltas trifásicas e monofásicas internas à planta do acessante, no instante de 3s.

A Figura 20 apresenta a resposta do elemento direcional para um curto-circuito equilibrado interno e a Figura 21 para um curto-circuito desequilibrado interno, apresentando o desempenho satisfatório da função.

3) *Curto-Circuitos internos e externos, para análise da função de sobrecorrente (ANSI 50/51) associada ao elemento direcional (ANSI 67):* Nesta simulação foi utilizada associação entre as funções de sobrecorrente de fase (ANSI 50/51) com a função direcional (ANSI 67), restringindo a atuação pela direção da corrente de falta. Foram aplicados os curtos-circuitos internos e externos ao acessante, sendo que o ajuste realizado foi para limitar a atuação da função de sobrecorrente apenas para os curtos internos, considerados como sentido reverso nesta análise. Estes ajustes foram realizados na máscara do bloco da função 50/51. As faltas foram aplicadas no instante de 3s.

O valor da corrente para um curto-circuito monofásico interno à planta do acessante, visto pelo setor de 34,5 kV do transformador de acoplamento, foi avaliado em 280 A. Segundo KINDERMANN (2005), o valor de ajuste adotado para a proteção de sobrecorrente temporizada pode ser avaliado pela Equação 26

$$(1,4 a 1,5) \cdot I_{nominal} \leq I_{ajuste} \leq \frac{I_{curto\ 1\phi\ min}}{1,1} \quad (26)$$

Dessa forma, foi adotado o valor de 50 A para a corrente de pick-up do elemento de sobrecorrente temporizado. O valor avaliado de curto-circuito ao fim do trecho da rede de distribuição foi de 220 A. Assim, a restrição para atuação da proteção de sobrecorrente pode ser aplicada, de modo que

atue apenas para ocorrências internas ao acessante. A curva de tempo inverso adotada foi Moderadamente Inversa, sendo o Dial de tempo igual a 0.01, ajustado para que o tempo de atuação para uma corrente de 100 A seja de 500ms. A função de sobrecorrente instantânea foi ajustada para uma corrente de *pick-up* de 300 A, portanto não deverá atuar neste cenário.

A atuação da função de sobrecorrente foi restringida para curtos internos ao acessante. Dessa forma, a ocorrência de um curto interno deve sensibilizar a função 50/51, conforme pode ser visualizado na Figura 22, na qual apenas o sinal de trip da função ANSI 51 atua na transição de 1 para 0.

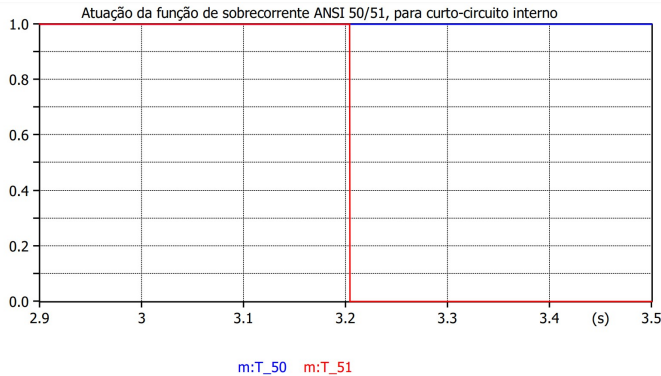


Figura 22. Resposta da função 50/51, para curto-circuito interno

A direcionalidade da corrente foi definida como sendo +1 quando flui em direção à rede elétrica e -1 quando em direção à planta do acessante, conforme a Figura 23, foi detectada em direção à planta do acessante.

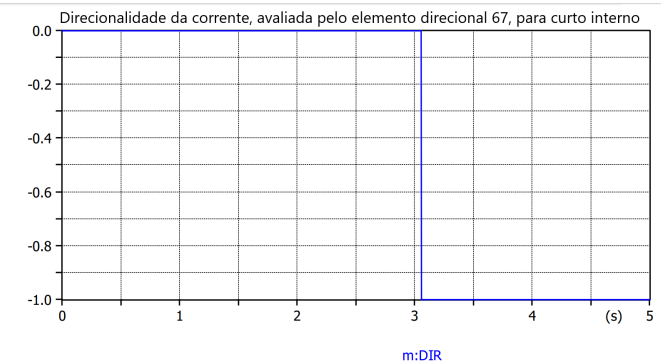


Figura 23. Direcionalidade informada pela função 67, para curto-circuito interno

Como a atuação da função de sobrecorrente foi restringida para curtos internos ao acessante, faltas externas não sensibilizam a função 50/51, conforme visualizado na Figura 24, na qual os sinais de trip permanecem em nível 1, indicando a não atuação. A Figura 25 apresenta a direção da corrente avaliada pela função direcional como sendo +1, em direção à rede elétrica.

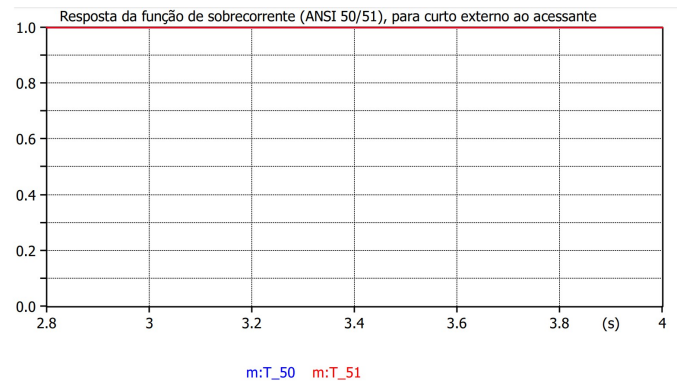


Figura 24. Resposta da função 50/51, para curto-circuito externo

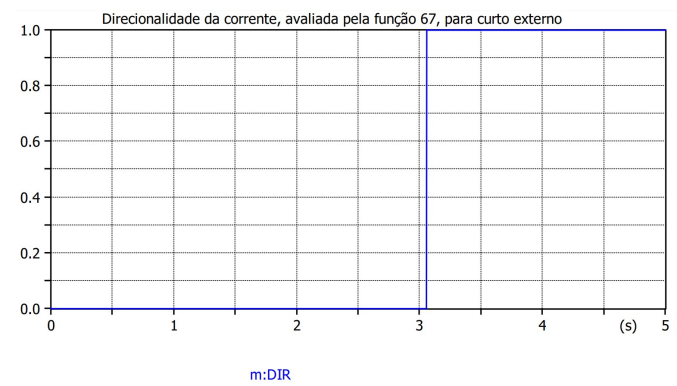


Figura 25. Direcionalidade informada pela função 67, para curto-circuito externo

4) *Desequilíbrio de Carga*: O sistema em desequilíbrio apresenta componentes de sequência zero ou negativa, causando a atuação das proteções ANSI 46, 47 ou 51N. Situações como desequilíbrio de carga podem causar valores de sobrecorrente que se estabilizam abaixo do ajuste para a proteção contra sobrecorrente 51 [34], cabendo às demais funções a detecção destas faltas.

Para avaliar o desempenho da função de sobrecorrente de neutro, foi aplicado um desequilíbrio de carga 0,6 MW na fase A das cargas do acessante. O ajuste para atuação das funções 50/51N foi aplicado conforme [14] e [34], apresentado na Equação 27

$$(10\% a 45\%) \cdot I_{nominal} \leq I_{ajuste} \leq \frac{I_{curto\ 1\phi\ fim\ de\ trecho}}{1,1} \tag{27}$$

Foi adotada a curva para Normal Inversa e a corrente de pickup do elemento temporizado foi de 300 A. O Dial de tempo foi escolhido de forma que uma sobrecorrente de neutro de 1500 A tenha como tempo de atuação 200ms. Estes valores respeitam os limites de corrente nominal do sistema (de 500 A) e de curto-circuito monofásico ao final do trecho (avaliado em 6200 A). A função de sobrecorrente instantânea foi ajustada para atuar para valores acima de 2000 A de sobrecorrente de neutro.

A Figura 26 mostra a atuação da função 51N para o desequilíbrio de carga aplicado no instante de 3s, cuja sobrecorrente de neutro foi de 1820 A. Dessa forma, a proteção 50N não atua e a função 51N deve atuar com temporização de aproximadamente 178ms. O tempo de atuação constatado foi de 181,3ms, o que representa os atrasos provocados pelo processamento dos sinais nos blocos de Models conversores utilizados para obter as componentes de sequência.



Figura 26. Resposta da função direcional para faltas desequilibradas internas

5) *Perda de uma das fases do alimentador:* Durante a perda de uma das fases da rede de distribuição, a presença de correntes desequilibradas é detectada pela função ANSI 46. Simulando no instante de 5s a abertura monopolar da fase B do alimentador de 34,5 kV, foi constatada a atuação da função 46, ajustada para uma corrente nominal do gerador de 2 kA, constante $k_2 = 2$ e temporizador para envio do segundo sinal de trip para $t_1 + 0,6s$.

Foram simulados dois cenários distintos. Na primeira simulação, o sinal de trip não foi conectado ao disjuntor, e portanto não houve abertura deste disjuntor. Isso foi feito para avaliar o envio do segundo sinal de trip, após a temporização ajustada, que atua enviando o comando para abertura do disjuntor no ponto de conexão do gerador síncrono distribuído. Por ainda haver corrente de sequência negativa no sistema, devido à não abertura do disjuntor no ponto de conexão com a rede de distribuição, foi atuado o segundo estágio, ao fim da temporização de 0.6s após o envio do primeiro sinal de trip. A Figura 27 apresenta o envio dos dois sinais coordenados e a Figura 28 mostra a evolução das componentes de sequência positiva e negativa da corrente diante da perda da fase B.

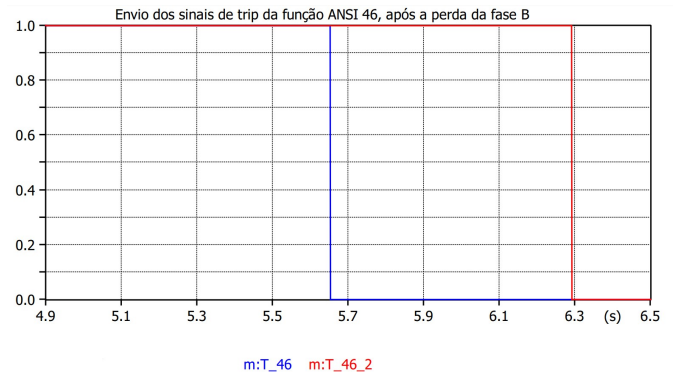


Figura 27. Envio dos sinais de trip da função 46, após a perda da fase B da rede

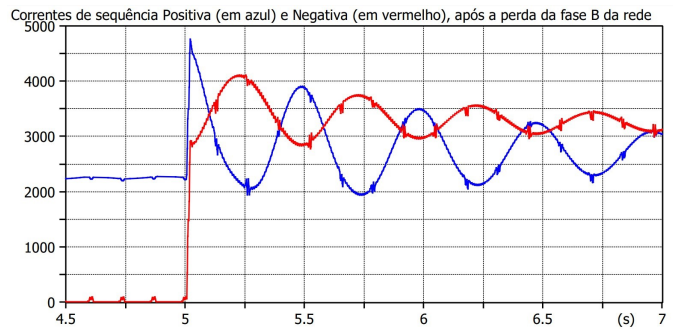


Figura 28. Correntes de sequência Positiva e Negativa, após a perda da fase B da rede

Na segunda simulação, foi efetuada a abertura do disjuntor de conexão com a rede após o comando do primeiro sinal de trip. Neste caso, após esta abertura, foram cessadas as fontes de desequilíbrio de corrente para a planta do acessante e, conseqüentemente, não foi efetuado o disparo do segundo sinal de trip após a temporização ajustada para 0,6s, já que não há mais correntes de desequilíbrio, decorrentes da saída de operação da fase B da rede.

A Figura 29 apresenta a atuação da proteção ANSI 46, havendo apenas o envio do primeiro sinal de trip, mantendo-se o segundo estágio em nível 1, sem atuação. Nota-se na Figura 30 a interrupção da corrente de sequência negativa e a tendência de normalização da componente de sequência positiva após cerca de 100ms do envio do comando de trip, dado que este foi o tempo adotado para simulação de atrasos mecânicos para a abertura dos contatos e extinção da corrente elétrica.

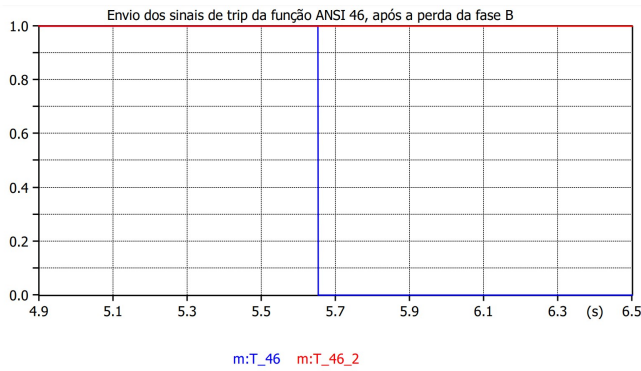


Figura 29. Envio dos sinais de trip da função 46, após a perda da fase B da rede

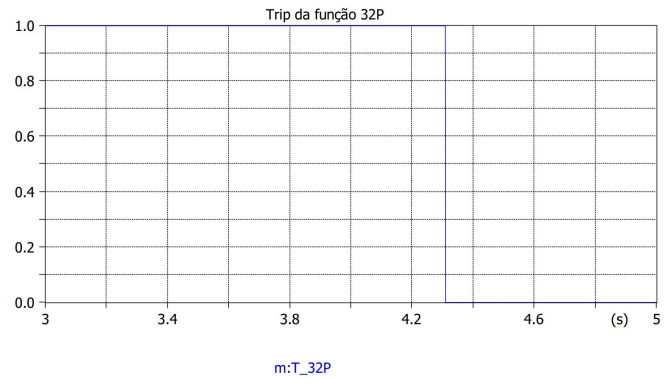


Figura 32. Envio do sinal de Trip pela função 32P após a perda da Potência Mecânica

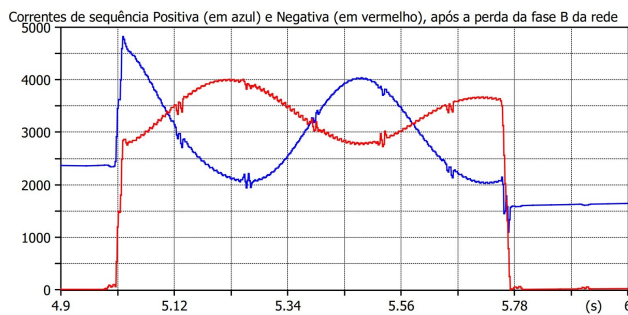


Figura 30. Correntes de sequência Positiva e Negativa, após a perda da fase B da rede

6) *Perda da Potência Mecânica:* A condição de falta simulada para avaliar o desempenho da função anti motorização foi a injeção de potência mecânica negativa no gerador síncrono. Inicialmente é fornecida a potência mecânica de 1,0 pu ao gerador e, após o instante de 4s, passa a ser fornecido a potência de -0,1 pu para a máquina. A Figura 31 exibe o comportamento oscilatório da potência ativa após a reversão do fluxo. A função de proteção 32P foi ajustada para detectar reversões de potência de 3% do valor nominal, com temporização de 200ms.

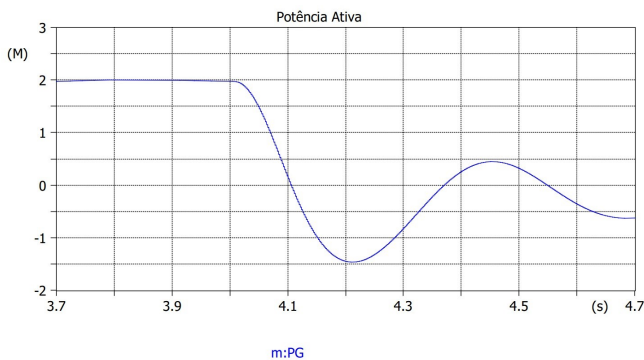


Figura 31. Potência Ativa do Gerador após a perda da Potência Mecânica

7) *Ilhamento:* O ilhamento pode ocorrer com diferentes configurações de cargas remanescentes conectadas à geração distribuída, podendo ser com carregamento leve, pesado ou próximo ao nominal. O perfil das cargas conectadas está associado à capacidade de detecção do ilhamento, pelo fato das funções de proteção considerarem os efeitos do desbalanceamento entre potência gerada e consumida como critérios para atuação. Neste trabalho, foi adotado o modelo de impedância constante para as cargas modeladas.

A função ROCOF está ajustada para uma variação máxima de 2Hz/s. As funções de sub e sobrefrequência estão ajustadas para 59,5 Hz e 60,5 Hz. O ângulo máximo da função de salto vetorial é de 6° e a função direcional de potência reativa tem como limite de exportação 600 Var, tendo em vista que as cargas indutivas locais são de 800 Var. A Tabela V resume os ajustes parametrizados.

A função ANSI 78 não utiliza temporização, a sua atuação ocorre de forma instantânea. A temporização para atuação das funções ANSI 32Q, 81 O/U e ROCOF foram ajustadas para 100ms, sendo o instante adotado para a ocorrência dos ilhamentos foi de 6s.

Tabela V
AJUSTES UTILIZADOS PARA AS PROTEÇÕES ANTI-ILHAMENTO

Função	Ajuste utilizado
ROCOF	2 Hz/s
ANSI 32Q	600 Var / Exportação
ANSI 81 O/U	60.5 Hz / 59.5 Hz
ANSI 78	6°

a) *Ilhamento com carga leve:* Em um cenário de ilhamento com carga leve, é esperado que a tensão na saída do gerador se eleve, e também um aumento na velocidade do rotor da máquina síncrona, e aumento na frequência do sistema.

Para representar um ilhamento com carregamento leve, foi simulada a abertura do disjuntor do ponto de entrega da concessionária, permanecendo conectadas apenas as cargas locais do acessante, estando estas com um valor de impedância correspondente a 0.8 MW de potência apenas.

A Figura 33 apresenta o comportamento da tensão terminal e frequência elétrica, em pu, do Gerador Distribuído, frente ao ilhamento com carga leve.

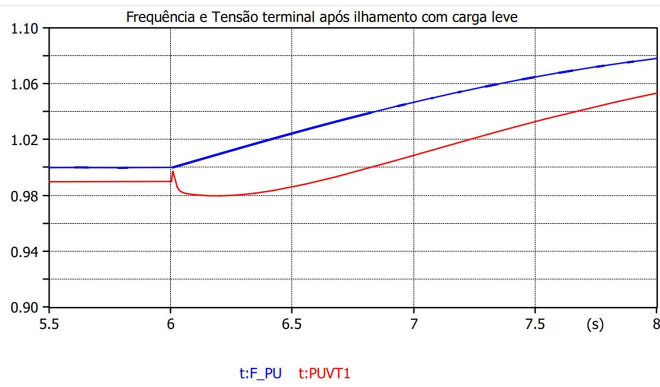


Figura 33. Ilhamento do Gerador Distribuído com carregamento leve

O tempo de atuação das funções anti-ilhamento estão dispostos na Figura 34, sendo que houve a detecção satisfatória por todas as funções, sendo a função 32Q a de atuação mais rápida e a proteção de salto vetorial última a atuar.

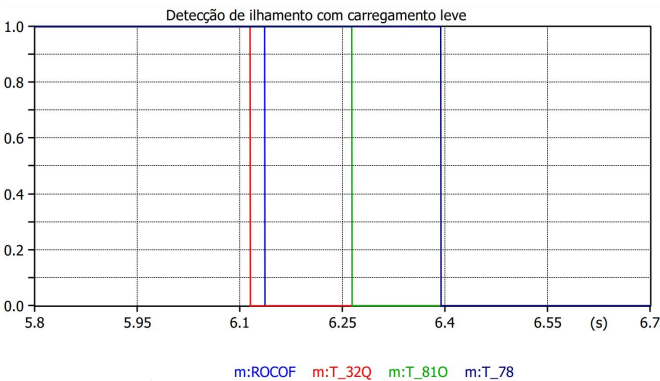


Figura 34. Detecção de ilhamento com carregamento leve, pelas funções ANSI ROCOF, 32Q, 81U e 78

b) *Ilhamento com sobrecarga:* Para a simulação deste contexto foi realizada a abertura do disjuntor da saída do alimentador da concessionária, o que ocasiona no gerador síncrono distribuído alimentando as cargas locais e as cargas de 10 MW e 1 MVar conectadas à rede de 34,5 kV.

A Figura 35 apresenta o comportamento da tensão terminal e frequência elétrica, em pu, do Gerador Distribuído, frente ao ilhamento com sobrecarga. Devido ao desbalanço de potência com consumo superior à potência gerada, ocorre o decaimento da frequência e tensão do sistema.

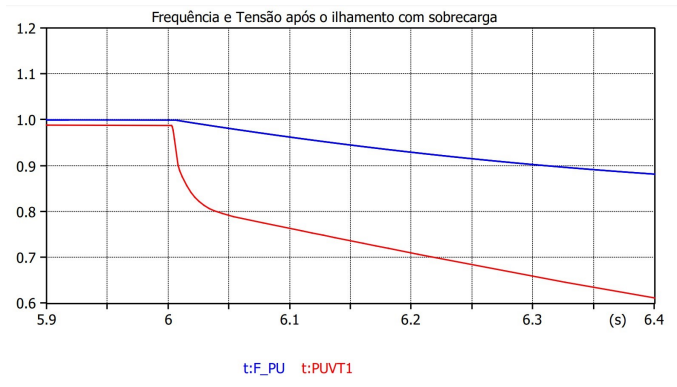


Figura 35. Tensão terminal e Frequência após o Ilhamento com Sobrecarga, em pu

A Figura 36 apresenta os tempos de detecção das funções anti-ilhamento. O resultado para a atuação apresenta bom desempenho da função ANSI 78, sendo a de primeira atuação e a proteção de subfrequência a de atuação mais lenta, sendo que ainda assim todas se encontram em uma faixa adequada para tempo de atuação.

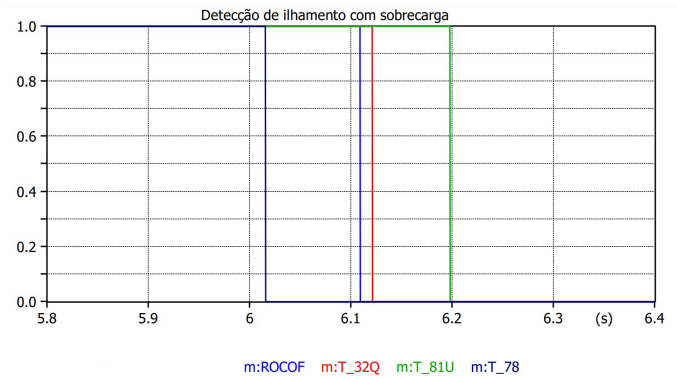


Figura 36. Detecção de ilhamento com sobrecarga, pelas funções ANSI ROCOF, 32Q, 81U e 78

c) *Ilhamento com apenas cargas locais resistivas:* A função direcional de potência reativa não apresenta boa capacidade de detecção de ilhamentos quando estes ocorrem com um perfil de cargas resistivas. Como não há fluxo de reativo considerável do gerador para as cargas remanescentes, não ocorre a sensibilização da proteção, cabendo às demais funções a identificação deste cenário.

Foi realizada a simulação da abertura do disjuntor no ponto de conexão com a rede elétrica, restando conectadas ao gerador síncrono apenas as cargas locais, sendo estas puramente resistivas.

A Figura 37 compara o tempo de atuação das proteções contra ilhamento implementadas ANSI 78, 81 O/U, 81 ROCOF e 32Q. Nota-se que não houve atuação da proteção ANSI 32Q neste cenário, conforme o esperado.

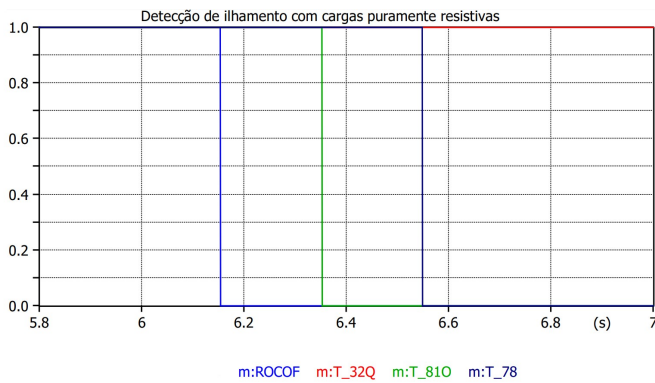


Figura 37. Detecção de ilhamento com cargas puramente resistivas, pelas funções ANSI ROCOF, 32Q, 81U e 78

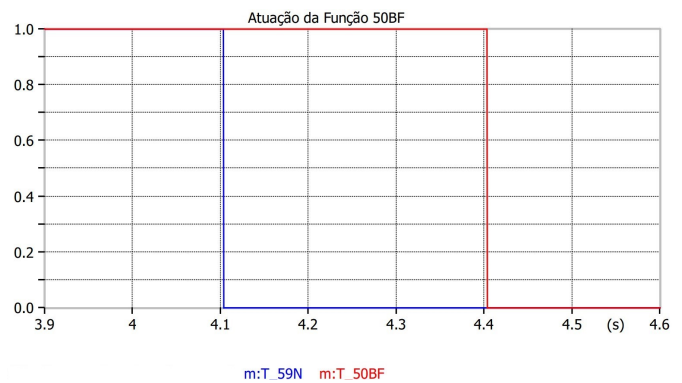


Figura 39. Atuação das funções 59N e 50BF

d) *Ilhamento com carga próxima à nominal*: Ilhamentos com um carregamento próximo ao nominal podem dificultar a detecção pelas funções de proteção anti-ilhamento mais usuais, devido ao pequeno desbalanço entre a geração e o consumo, capaz de resultar na falha de detecção por alguma das funções de proteção, ou uma atuação muito atrasada. A Figura 38 apresenta os resultados de atuação das funções anti-ilhamento implementadas. Nota-se que não houve detecção do ilhamento pela função ROCOF e as funções de subfrequência e de salto de vetor tiveram uma detecção mais tardia em relação à função direcional de potência reativa, a qual obteve detecção satisfatória para este cenário.

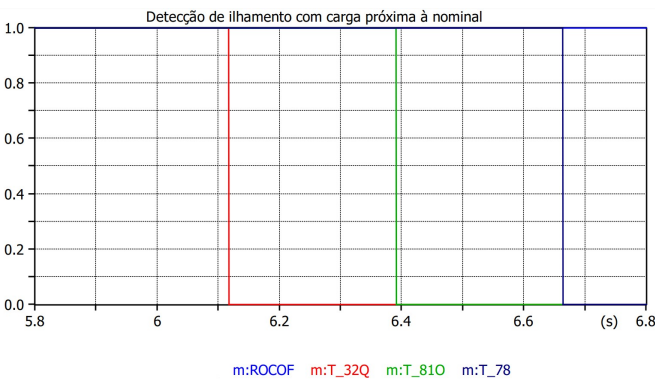


Figura 38. Detecção de ilhamento com carga próxima à nominal, pelas funções ANSI ROCOF, 32Q, 81U e 78

8) *Falha de Disjuntor*: A simulação de falha na abertura do disjuntor do ponto de conexão foi realizada impondo uma falta monofásica à terra no alimentador da rede de 34,5 kV, no instante de 4s. Esta situação resulta na atuação da proteção contra sobretensões de neutro 59N, ajustada para a detecção de faltas externas à terra com temporização de 100ms. A temporização adotada para a proteção 50BF deve levar em consideração os atrasos de tempo que envolvem o tempo para abertura do disjuntor a jusante. Nesta simulação foi adotada um atraso de tempo de 300ms para o envio do comando de abertura pela função 50BF, como apresentado na Figura 39 os tempos de atuação das funções 59N e 50BF.

9) *Sistema em sincronismo*: A função 25 analisa a frequência e a tensão, em módulo e ângulo, do lado do gerador síncrono distribuído e do lado da rede de distribuição, e caso haja uma diferença maior entre estes valores do que os ajustes adotados, impede o fechamento do disjuntor no ponto de conexão do gerador distribuído. Os ajustes aplicados estão dispostos na Tabela VI.

Tabela VI
AJUSTES RECOMENDADOS PARA O CHECK DE SINCRONISMO [9].

Check de Sincronismo	Ajuste Recomendado
Módulo da Tensão	10%
Ângulo da Tensão	10°
Frequência	0,3 Hz

Para os dois sistemas em sincronismo, não deve haver atuação da proteção. Na figura 40 estão os valores em pu da tensão e na Figura 41 da frequência, em Hz, do gerador síncrono e da rede elétrica, mostrando que estão dentro da faixa de ajuste adotada.

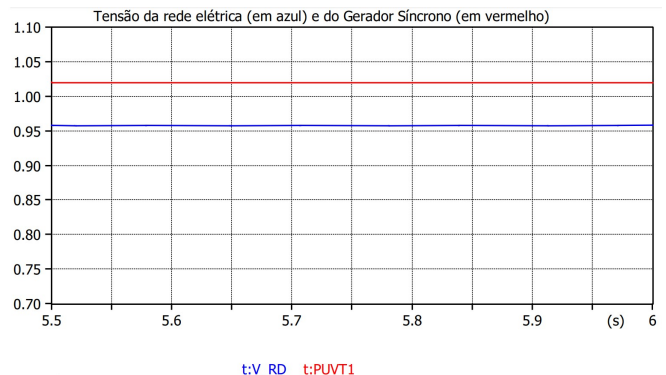


Figura 40. Valores dentro dos limites de ajuste do módulo da tensão, em pu

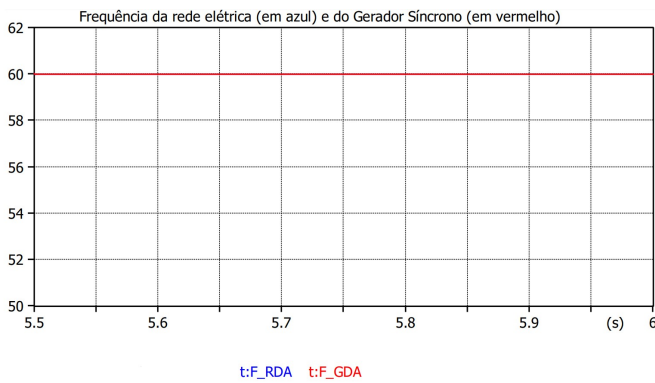


Figura 41. Valores dentro dos limites de ajuste da frequência em Hz

A diferença angular observada entre as fases foi de 8.49° , conforme apresentado na Figura 42, dentro do limite ajustado de 10° .

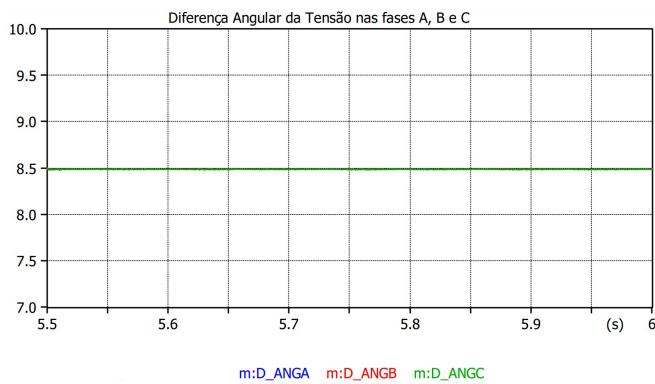


Figura 42. Valores dentro dos limites de ajuste do ângulo da tensão, em graus

Consequentemente, o sinal que habilita o fechamento do disjuntor se mantém em nível 1, indicando na Figura 43 que pode ser fechado.

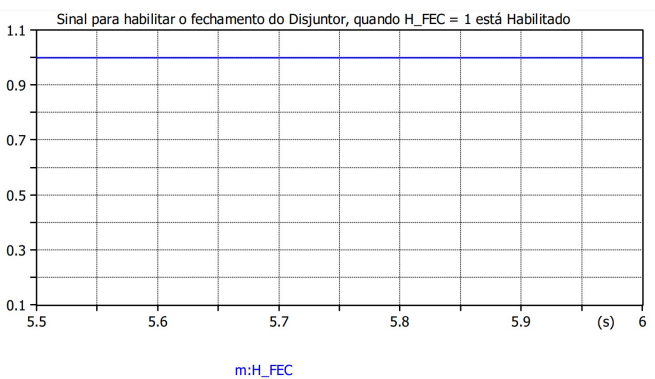


Figura 43. Fechamento habilitado do disjuntor, com o sinal se mantendo em nível 1

10) Sistema fora de sincronismo: Caso a diferença entre o ângulo ou módulo das tensões ou a frequência das redes seja maior do que os ajustes parametrizados, a função 25 deve

impedir o fechamento do disjuntor. A Figura 44 apresenta os valores de tensão, em pu, e a Figura 45 de frequência, em Hz, do gerador síncrono e da rede elétrica, sendo que diferença entre os parâmetros se encontra fora dos limites adotados.

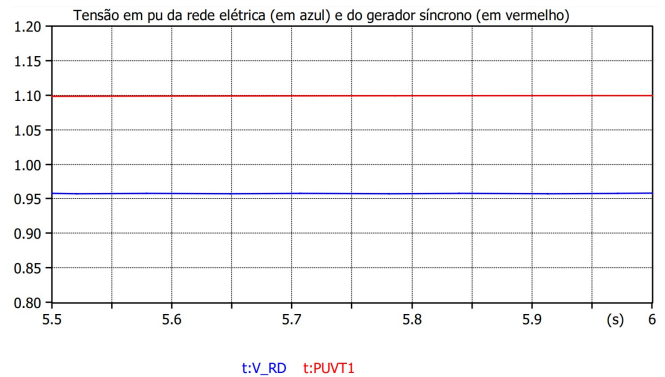


Figura 44. Valores fora dos limites de ajuste do módulo da tensão, em pu

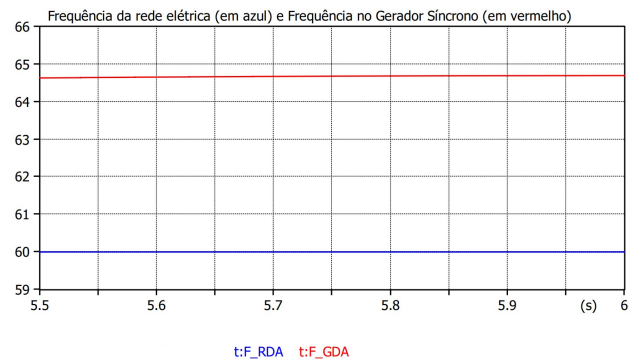


Figura 45. Valores fora dos limites de ajuste da frequência em Hz

Como resultado da ausência de sincronismo entre os dois sistemas, a permissão para fechamento do disjuntor permanece em nível 0, indicando que não está habilitado o fechamento do disjuntor.

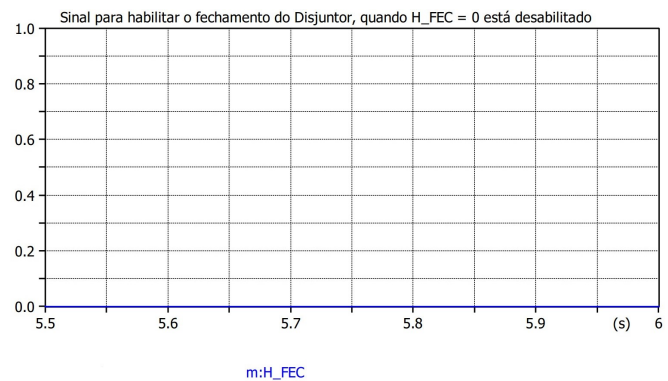


Figura 46. Fechamento desabilitado do disjuntor, com o sinal se mantendo em nível 0

V. CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho foi apresentada parte da regulamentação para a conexão de micro e minigeração distribuída no sistema interligado. O estudo destes requisitos se mostra essencial devido ao crescimento desta modalidade de geração, sendo fundamental a análise das alterações provocadas pela inserção destas gerações próximas às cargas na rede elétrica e a elaboração de estudos acerca das funcionalidades exigidas para operação coesa do sistema de proteção destas instalações.

Foram realizados testes simulando condições de falta no sistema, como curtos-circuitos, desequilíbrios de carga, perda de fases no alimentador e ilhamentos diversos, e os resultados obtidos com as simulações mostram que o software *ATPDraw* é uma ferramenta precisa para avaliação do desempenho de relés, possibilitando a realização de modelagens de diversas funções de proteção e da rede elétrica de forma satisfatória.

A função direcional 67 implementada foi capaz de identificar corretamente a direcionalidade das correntes para as diferentes situações dos curtos-circuitos aplicados. Quando associada à função 50/51 é capaz de fornecer corretamente a direção da corrente de falta para possibilitar a restrição da atuação da proteção contra sobrecorrente de acordo com a direção da corrente.

As funções ANSI 51N e 46 obtiveram foram capazes de identificar respectivamente desequilíbrios de carga e perda de fase do alimentador da rede de distribuição. A função 59N implementada atuou conforme o esperado para uma situação de curto monofásico ao longo da rede de distribuição, em conjunto com a proteção 50BF contra falha de disjuntor. A proteção 32P contra motorização do gerador atuou de forma satisfatória no cenário de reversão da potência ativa.

As funções de proteção contra ilhamento apresentaram bom desempenho, capazes de atuar para as ocorrências de ilhamento de acordo com as restrições esperadas, como o risco de não se sensibilizar a função ROCOF para casos em que o ilhamento ocorre com pequeno nível de desbalanço de potência gerada e consumida.

De forma adicional, foi verificado o desempenho da função direcional de potência reativa (ANSI 32Q), como uma alternativa para as proteções usuais contra ilhamentos. Esta proteção se mostrou um bom complemento para as funções anti-ilhamento, apresentando tempos de resposta coerentes, tendo como ressalva o perfil de carga local e o ajuste para operação do gerador síncrono subexcitado.

Tem-se como sugestão para desenvolvimentos futuros, o aprofundamento em estudos de coordenação e seletividade entre concessionária e geração distribuída, utilizando e aprimorando a biblioteca de funções desenvolvidas.

REFERÊNCIAS

- [1] ZIMMERMAN, K. Aplicações de Relés Microprocessados na Distribuição. Apresentado na American Public Power Association's Engineering & Operations Workshop. Utah. 1996. Traduzido para o português em 2017.
- [2] JORDÃO, R. G., Transformadores. São Paulo: Editora Blucher, 2002.
- [3] REZEK, A. J. J., Fundamentos básicos de máquinas elétricas: teoria e ensaios. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2011.
- [4] KINDERMANN, Geraldo, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Volume 1, 2ª Edição, Florianópolis: Edição do autor, 2005.
- [5] ONS, P. d. R., Submódulo 23.3–Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. Rio de Janeiro: Agosto, 2018.
- [6] SOCIETY, I. P. E., IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005).
- [7] COMMITTEE, P. S. D. P., Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. TECHNICAL REPORT PES-TR1, IEEE Power & Energy Society. Jan, 2013.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional - Prodinst, Módulo 3 - Conexão Ao Sistema De Distribuição De Energia Elétrica.
- [9] Grupo Equatorial Energia. Conexão De Minigeração Distribuída Ao Sistema De Distribuição: NT.021 3.rev. 2022.
- [10] CIGRÉ Working Group B5.04, International Guide on The Protection of Synchronous Generators. 2011.
- [11] CAMINHA, A. C. Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos. São Paulo: Editora Blucher, 1977.
- [12] KAGAN, N.; ROBBIA E. J.; SCHMIDT H. P. Estimativa de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica. São Paulo: Editora Blucher, 2009.
- [13] HØIDALEN, H. K.; PRIKLER, L.; PEÑALOZA F. ATPDRAW version 7.3 for Windows, Users' Manual Release No. 1.0, May 2021.
- [14] KINDERMANN, G., Curto-Circuito, 2ª Edição, Porto Alegre: SAGRA LUZZATO, 2005.
- [15] WOODWARD Manual MRG3 (Revision C) MRG3 – Generator protection with mains supervision, time overcurrent protection and earth current supervision. 2008.
- [16] SALLES, N. J. de. Modelagem e Análise Dinâmica de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Síncronos. 2007. 203 f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade de Campinas, Campinas, 2007.
- [17] PEXTRON CONTROLE ELETRÔNICOS. Manual de Operação URP 6000 versão: 9.62 – Proteção para interligação gerador / rede com sincronismo, salto vetorial, oscilografia e perfil de carga . Revisão 01 (novembro de 2022).
- [18] MOONEY, J. B.; ALEXANDER, G. E. Applying the SEL-321 Relay on Series-Compensated Systems. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Nov 2000.
- [19] SEL-351S Protection System Instruction Manual. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Oct 2017.
- [20] IZAGUIRRE, J. P. Modelagem De Um Relé De Proteção Direcional De Linhas De Transmissão No ATP. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2016.
- [21] JANKE, O. The Directional Reactive Power Undervoltage Protection - A Protection Concept For Connecting Decentralized Renewable Energy Sources. Birmingham, UK. April 2012
- [22] MOTA, I. L. ANÁLISE DE ALTERNATIVAS DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação, Universidade Federal de Goiás. Goiânia. 2015.
- [23] KATIRAEI, G.; ABBEY, C. Dynamic Analysis and Field Verification of an Innovative Anti-islanding Protection Scheme Based on Directional Reactive Power Detection. IEEE Canada Electrical Power Conference, 2007.
- [24] KUNDUR, P. Power System Stability And Control. California: McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [25] TOLEDO, R. T. Modelagem E Análise De Funções De Proteção Anti-Ilhamento De Geradores Distribuídos Fotovoltaicos E Térmicos. Dissertação De Mestrado, Faculdade De Tecnologia, Universidade De Brasília. 2022.
- [26] Behrendt, K. Proteção para fontes delta não esperadas. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 29th Annual Western Protective Relay Conference, Outubro de 2002. Traduzido para português em 2017.
- [27] VELÁSQUEZ, O. C. Ajuste E Ensaio De Sistemas De Proteção De Geradores Síncronos. Dissertação de mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. 2015.
- [28] KAGAN, N.; GOUVÊA, M. R.; TAHAN, C. M. V. ANÁLISE DE DESEQUILÍBRIOS EM REDES DE BAIXA TENSÃO. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP. 2015.
- [29] FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA. RIO DE JANEIRO: Grupo GEN; LTC Editora, 2011.

- [30] NETO, R. B.; ALMEIDA, M. L. S. de. Avaliação dos Níveis de Curto-Circuito e Perda de Sensibilidade em um Alimentador de Rede de Distribuição na Presença de Geração Distribuída. XIV CBQEE. 2021.
- [31] ROBERTS, J. B.; SCHWEITZER, E. O. NEGATIVE SEQUENCE DIRECTIONAL ELEMENT FOR A RELAY USEFUL IN PROTECTING POWER TRANSMISSION LINES. 5,365,396. Nov. 15, 1994. Schweitzer Engineering Laboratories Inc
- [32] MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA OS AJUSTES DO RELÉ DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL E RELIGAMENTO SEL-351. Schweitzer Engineering Laboratories.
- [33] MARCHESAN, G. DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SÍNCRONA DISTRIBUÍDA. Tese de Doutorado, CENTRO DE TECNOLOGIA, UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA. 2016.
- [34] SOUZA JUNIOR, H. C. de.; CÂNDIDO, H. G. DESENVOLVIMENTO E ANÁLISE COMPUTACIONAL DE UM MODELO DE RELÉ DIGITAL, COM AS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO EXIGIDAS PELO MÓDULO 3 DO PRODIST CONSIDERANDO UM SISTEMA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Trabalho final de conclusão de curso, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação, Universidade Federal de Goiás. 2018.
- [35] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 60255-151: MEASURING RELAYS AND PROTECTION EQUIPEMENT: PART 151: FUNCTIONAL REQUIREMENTS FOR OVER/UNDER CURRENT PROTECTION. Geneva. 2009.

APÊNDICE A
 DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE

