

Análise de curto-circuito e sistema de proteção em uma rede com geração distribuída utilizando Simulink

Bruna Gelmini Miranda

Leonardo Ramos da Silva Alves



Análise de curto-circuito e sistema de proteção em uma rede com geração distribuída utilizando Simulink

**Alunos: Bruna Gelmini Miranda
Leonardo Ramos da Silva Alves**

Orientador: Delberis Araujo Lima

Trabalho apresentado com requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Agradecimentos

Com este trabalho, concluímos mais um ciclo de muito aprendizado, felicidade, realizações e comprometermos em nossas vidas. Ao longo de toda a graduação fomos capazes de crescer profissionalmente e pessoalmente, nos aproximando cada vez das pessoas que gostaríamos de nos tornar.

Assim, gostaríamos de agradecer e dedicar este trabalho a todos que fizeram parte desta etapa tão importante de nossas vidas.

Agradecemos primeiramente a todos os nossos professores e monitores, que dedicaram suas vidas profissionais em nos ensinar, com tanta dedicação e paciência, o conhecimento necessário para o caminho profissional que decidimos seguir.

Agradecemos em especial ao nosso orientador Delberis Araujo Lima por sugerir o tema deste trabalho e por todo o apoio e suporte ao longo de sua elaboração. Agradecemos também por todo o material disponibilizado que foi, sem dúvida, de extrema importância para o aprofundamento dos aprendizados aplicados neste trabalho.

Agradecemos a todas as pessoas da vice-reitoria comunitária da PUC-Rio, que acreditaram em nossos potenciais e nos concederam as bolsas acadêmicas que tornaram possível a realização de nossa graduação.

Agradecemos com muito amor aos nossos familiares e amigos, que não medem esforços para nos ver alcançarmos os nossos sonhos. Muito obrigado por todas as conversas, apoio, momentos de distração e pelas palavras de incentivo e de carinho.

Agradecemos com um carinho especial um ao outro, que trilhamos juntos desde o início nesta caminhada.

Por fim, agradecemos a todas as pessoas que contribuíram com nossa evolução ao longo de todo esse processo. Sem vocês, nada disso seria possível.

A todos, o nosso muito obrigado!

Análise de curto-circuito e sistema de proteção em uma rede com geração distribuída utilizando Simulink

Resumo

Um sistema elétrico de potência tradicional é caracterizado pela centralização da geração de energia. Entretanto, com a atual reestruturação do sistema elétrico e o crescente interesse pelo desenvolvimento sustentável, cada vez mais cresce a implantação de novas unidades de geração distribuída.

Apesar dos extensos benefícios técnicos, econômicos e ambientais que as unidades de geração de distribuída proporcionam, oferecendo um custo de produção mais baixo, qualidade de energia mais elevada para o consumidor e permitindo a postergação nos investimentos na expansão da distribuição, as unidades de geração distribuída podem proporcionar mais complexidade ao sistema de proteção de uma rede.

Isso ocorre pois os sistemas de proteção são projetados considerando-se um fluxo de potência unidirecional de corrente e um dos principais problemas provenientes da inserção de novas unidades de geração distribuída é justamente a alteração dos níveis de corrente de curto-circuito.

Dessa maneira, com a inserção de novas unidades de geração distribuída, é necessário que seja realizada uma reestruturação do sistema de proteção, a fim de garantir que o sistema de proteção opere de acordo com a complexidade de uma rede com GD.

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo introduzir os conceitos de geração distribuída, analisar a influência de uma unidade de geração distribuída na análise de curto-circuito trifásico de um sistema de rede de distribuição e apresentar os principais dispositivos de segurança operantes em um sistema de proteção.

Para a análise da influência da conexão de uma geração distribuída nos níveis de curto-circuito da rede, foram realizadas diversas simulações em um sistema desenvolvido e simulado através do software Matlab/Simulink.

Por fim, é apresentada uma proposta de sistema de proteção no ponto de conexão da GD para o sistema desenvolvido.

Palavras-chave: Sistema elétrico de potência; Geração distribuída; Análise de curto-circuito; Proteção de sistemas de distribuição.

Short circuit analysis and protection scheme for a distributed generation network with Simulink

Abstract

A traditional electrical power system is characterized by centralized power generation. However, with the current restructuring of the electricity system and the growing interest in sustainable development, the implementation of new distributed generation units is increasing.

Despite the extensive technical, economic and environmental benefits that distributed generation units provide, offering a lower production cost, higher energy quality for the consumer and allowing the postponement of investments in distribution expansion, distributed generation units can add more complexity to a network's protection system.

This occurs because the protection systems are designed considering a unidirectional current power flow and one of the main problems arising from the insertion of new distributed generation units is the alteration of the short-circuit current levels.

Thus, with the insertion of new distributed generation units, it is necessary to restructure the protection system in order to guarantee that the protection system operates according to the complexity of a network with DG.

In this context, this work aims to introduce the concepts of distributed generation, analyze the influence of a distributed generation unit on the three-phase short-circuit analysis of a distribution network system and present the main protection devices operating in a protection scheme.

To analyze the influence of the connection of a distributed generation on the short-circuit levels of the network, several simulations were carried out in a system developed and simulated using Matlab/Simulink software.

Finally, a proposal for a protection scheme at the DG connection point for the developed system is presented.

Keywords: Electric power system; Distributed generation; Short circuit analysis; Protection of distribution systems.

Sumário

1 Introdução	1
2 Geração Distribuída	3
a. Classificação	3
1. Classificação de acordo com a fonte de produção de energia	3
2. Classificação de acordo com a capacidade de produção	3
3. Classificação pelo tipo de injeção de energia	3
b. Aplicações.....	4
c. Tipos de gerações distribuídas por fontes de energia renováveis	4
1. Geração Fotovoltaica	4
2. Geração eólica	5
3. Geração por pequenas centrais hidrelétricas (PCH)	6
d. Benefícios	6
1. Benefícios técnicos.....	6
2. Benefícios econômicos	7
3. Benefícios ambientais	7
e. Impactos devido a conexão de uma GD no fluxo de potência	7
3 Corrente de curto-circuito	9
a. Tipos de curto-circuito	9
1. Curto-circuito trifásico	9
2. Curto-circuito bifásico	9
3. Curto-circuito monofásico	10
b. Frequência de ocorrência por tipo de curto-circuito.....	10
c. Classificação dos curtos-circuitos em relação a permanência	11
d. Principais causas dos curtos-circuitos.....	11
e. Consequências.....	11
f. Alterações nos níveis de curto-circuito com a instalação de GDs	11
g. Importância da análise de curto-circuito para o sistema de proteção	12
4 Sistemas de proteção da rede elétrica	13
a. Tipos de dispositivos de proteção	13
1. Elo-fusível	13
2. Disjuntores.....	14
3. Relés.....	15
3.1 Relé de sobrecorrente	15

3.2	Relé direcional de sobrecorrente.....	16
3.3	Relé de distância	18
3.4	Relé de sincronismo	18
4.	Religadores	18
5.	Seccionalizadores.....	19
b.	Dimensionamento dos dispositivos de proteção	19
1.	Dimensionamento de chaves-fusíveis.....	19
2.	Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 51 de fase	19
3.	Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 51 de neutro	20
4.	Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 50 de fase	20
5.	Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 50 de neutro	20
6.	Dimensionamento do relé direcional.....	21
c.	Características do sistema de proteção	21
d.	Coordenação e seletividade do sistema de proteção.....	22
1.	Coordenação e seletividade entre elos-fusíveis	23
2.	Coordenação entre religadores	24
3.	Coordenação entre religador e seccionalizador	24
4.	Coordenação entre religador e elo-fusível.....	24
5.	Coordenação entre relés	25
6.	Coordenação entre relé e elo-fusível.....	25
e.	Legislação e normas técnicas de sistemas de proteção de redes com GD	25
1.	Tabela de funções ANSI.....	25
2.	Normas nacionais para o sistema de proteção com geração distribuída	27
5	Simulação do curto-circuito com geração distribuída utilizando Simulink	32
a.	Elementos representativos e parâmetros utilizados	32
1.	Rede da concessionária	33
2.	Gerador da unidade de geração distribuída	33
3.	Transformador trifásico da rede de distribuição	34
4.	Transformador trifásico da unidade de geração distribuída	35
5.	Barramentos	35
6.	Consumidores.....	36
7.	Seção de linha “PI”	37
8.	Conjunto de elementos de medição	37

9. Bloco para simulação de curto-circuito.....	40
10. Esquemático do sistema desenvolvido	40
6 Simulações	42
a. Análise da operação da rede de distribuição com e sem a presença de geração distribuída.....	42
b. Análise de curto-circuito na rede de distribuição com e sem a presença de geração distribuída ...	42
7 Proposta de sistema de proteção na conexão da GD	46
a. Diagrama unifilar do sistema proposto.....	46
b. Dimensionamento do sistema proposto.....	49
1. Dimensionamento do TC	49
2. Dimensionamento das unidades 51 e 50	49
3. Dimensionamento das unidades 51N e 50N	51
4. Dimensionamento do TP e relé direcional 67 em conjunto com uma unidade 51	52
8 Considerações finais	53

Lista de figuras

Figura 1: Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica - Fonte: BLUME	1
Figura 2: Projeção da capacidade instalada da micro e mini geração distribuída - Fonte: PDE.....	2
Figura 3: Projeção de energia gerada e capacidade instalada em 2029 - Fonte: PDE	2
Figura 4: Figura 4: Esquema básico de uma residência com implementação de geração fotovoltaica - Fonte: Minha casa solar, "Como funciona o sistema de energia solar fotovoltaica"	5
Figura 5: Mapa de radiação Solar no Brasil - Fonte: Portal Solar	5
Figura 6: Fluxo de potência unidirecional de uma rede tradicional - Fonte: produzida pelos autores	8
Figura 7: Fluxo de potência bidirecional de uma rede com geração distribuída - Fonte: produzida pelos autores.....	8
Figura 8: Representação de um curto-circuito trifásico - Fonte: Curto-circuito nas instalações elétricas	9
Figura 9: Representação de um curto-circuito bifásico - Fonte: Curto-circuito nas instalações elétricas	10
Figura 10: Representação de um curto-circuito monofásico - Fonte: Curto-circuito nas instalações elétricas.....	10
Figura 11: Chave fusível e elo fusível – Fonte: Onix, distribuidora de produtos elétricos.....	13
Figura 12: Exemplo de disjuntores – Fonte: ASTRA	14
Figura 13: Curva de tempo definido e de tempo dependente, respectivamente – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 12"	15
Figura 14: Curvas de tempo dependente NI, MI e EI – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 12".....	16
Figura 15: Esquemático de conexão 0° do relé direcional – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 14".....	16
Figura 16: Esquemático de conexão 30° do relé direcional – Fonte: Metodologia para a coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica	17
Figura 17: Esquemático de conexão 60° do relé direcional – Fonte: Metodologia para a coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica	17
Figura 18: Esquemático de conexão 90° do relé direcional – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 14".....	17
Figura 19: Ciclos de religamento de um religador – Fonte: Proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica, proteção de alimentadores, Prof. DR. Eng. Paulo Cícero Fritzen.....	18
Figura 20: Região de atuação do relé direcional – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 14"	21
Figura 21: Comparativo sistema sem e com coordenação seletiva - Fonte: Aprendendo elétrico, "O que é coordenação e seletividade?"	22

Figura 22: Sistema de distribuição desenvolvido para simulação – Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo “Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation”	32
Figura 23: Bloco representativo da rede da concessionária e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores	33
Figura 24: Bloco representativo do gerador da unidade de geração distribuída e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores	33
Figura 25: Bloco representativo do transformador trifásico da rede de distribuição e seus parâmetros de configuração – Fonte: produzido pelos autores	34
Figura 26: Parâmetros do transformador trifásico da rede de distribuição – Fonte: produzido pelos autores	34
Figura 27: Bloco representativo do transformador trifásico da unidade de geração distribuída e seus parâmetros– Fonte: produzido pelos autores	35
Figura 28: Bloco representativo dos barramentos e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores	35
Figura 29: Blocos das cargas “1” e “2”, representativos dos consumidores e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores	36
Figura 30: Bloco representativo do consumidor proprietário da unidade de geração distribuída e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores	36
Figura 31: Bloco representativo da linha “PI” e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores	37
Figura 32: Conjunto de blocos de medição – Fonte: produzido pelos autores.....	38
Figura 33: Exemplo de visualização da corrente na barra “B”, em uma simulação de curto-circuito, através do bloco “Scope” – Fonte: produzido pelos autores.....	38
Figura 34: Conjunto de blocos de medição da barra “PCC” – Fonte: produzido pelos autores	39
Figura 35: Parâmetros do bloco de medição “Sequence Analyzer” da barra “PCC” – Fonte: produzido pelos autores	39
Figura 36: Bloco para simulação de curto-circuito e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores	40
Figura 37: Esquemático da configuração da rede desenvolvida para simulação –Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo “Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation”	40
Figura 38: Configuração completa da rede desenvolvida para simulação – Fonte: Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo “Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation”	41
Figura 39: Simulação de curto-circuito na barra “c” – Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo “Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation”.....	43

Figura 40: Diagrama unifilar parcial do sistema de proteção proposto - Fonte: adaptação produzida pelos autores, baseado no documento da COPEL, "Geração Própria – Operação em Paralelismo Momentâneo".....	47
Figura 41: Diagrama unifilar completo do sistema de proteção proposto - Fonte: produzido pelos autores, baseado no documento da COPEL, "Geração Própria – Operação em Paralelismo Momentâneo"	48
Figura 42: Comportamento da corrente mínima de atuação das unidades 50 e 51 pelo tempo - Fonte: produzido pelos autores.....	50
Figura 43: Comportamento da corrente mínima de atuação das unidades 50N e 51N pelo tempo - Fonte: produzido pelos autores	51

Lista de tabelas

Tabela 1: Tipos de geração distribuída pela injeção de energia e fator de potência - Fonte: international Conference on Engineering, IC	3
Tabela 2: Frequência de ocorrência por tipo de curto-circuito - Fonte: Escola de Engenharia Elétrica, "Curtos-Circuitos Trifásicos no Sistema Elétrico"	10
Tabela 3: Seletividade entre elos K e H - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"	23
Tabela 4: Seletividade entre elos T e H - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"	23
Tabela 5: Seletividade entre elos do tipo K - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"	23
Tabela 6: Seletividade entre elos do tipo T - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"	24
Tabela 7: Denominação dos dispositivos de proteção - Fonte: ANSI.....	25
Tabela 8: Proteções exigidas pelas concessionárias para instalação de GDs - Fonte: Cálculo de correntes de curto-circuito e ajuste de relés de proteção em microrredes	27
Tabela 9: Proteções exigidas pelas concessionárias no ponto de conexão da GDs - Fonte: Cálculo de correntes de curto-circuito e ajuste de relés de proteção em microrredes	29
Tabela 10: Corrente de operação em cada barra obtida na simulação com e sem GD - Fonte: produzido pelos autores	42
Tabela 11: Correntes obtidas em cada barra na simulação do 1º caso - Fonte: produzido pelos autores	43
Tabela 12: Correntes obtidas em cada barra na simulação do 2º caso - Fonte: produzido pelos autores	43
Tabela 13: Correntes obtidas em cada barra na simulação do 3º caso - Fonte: produzido pelos autores	44
Tabela 14: Contribuição da GD para aumento da corrente de curto-circuito em cada caso simulado - Fonte: produzido pelos autores	44
Tabela 15: Contribuição da GD na alteração da corrente de curto-circuito medida na barra "C" - Fonte: produzido pelos autores.....	44
Tabela 16: Dispositivos de proteção utilizados na proposta de sistema de proteção - Fonte: produzido pelos autores	46

1 Introdução

Atualmente, a maior parte da energia elétrica utilizada provém de grandes centrais centralizadoras de produção de energia, compostas por três principais áreas: geração, transmissão e distribuição.

O sistema de geração é aquele responsável pela transformação de energia primária (como energia solar, vapor e águas de reservatórios) em energia elétrica. Já o sistema de transmissão, tem como finalidade conectar os sistemas de geração e de distribuição, efetuando o transporte da energia gerada até os centros consumidores de carga. Por último, o sistema de distribuição é responsável por receber a energia das empresas de transmissão e distribuí-la aos consumidores finais.

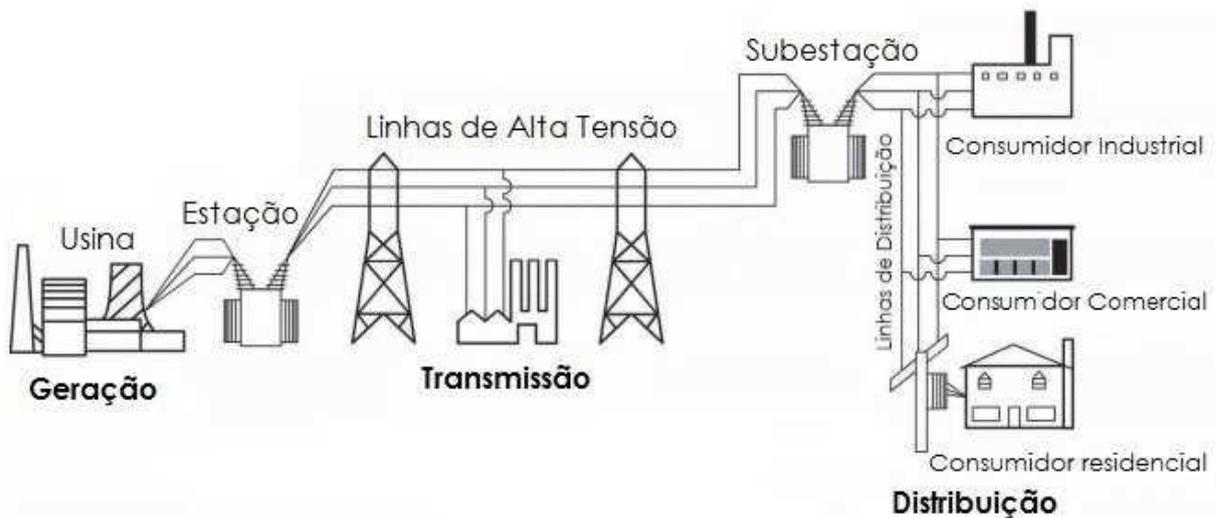


Figura 1: Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica - Fonte: BLUME

A estação e a subestação são equipadas com transformadores que possibilitam a elevação ou rebaixamento da tensão e equipamentos de proteção capazes de detectar diferentes tipos de falhas que ocorrem no sistema e isolar os trechos onde essas falhas são detectadas.

Nesse sistema, o fluxo de comunicação e de energia é unidirecional, com os consumidores participando de forma passiva no sistema, ou seja, apenas recebendo a entrega final de eletricidade e sem contribuírem com a gestão operacional das fontes de geração de energia.

No entanto, cada vez mais o modelo tradicional de sistema de energia vem sofrendo atualizações e modificações, sendo uma das principais mudanças observadas a crescente implantação de novas unidades de geração distribuída, que consiste em gerações de pequeno porte localizadas próximas aos centros de carga.

De forma geral, esse aumento exponencial de novas unidades GDs deve-se ao fato de que a presença de pequenos e médios geradores próximos às cargas proporciona diversos benefícios para o sistema elétrico e para o consumidor final em si, podendo-se destacar o baixo impacto ambiental, a melhoria no nível de tensão da rede no período de carga pesada e a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão.

No Brasil, é elaborado anualmente, pelo EPE de Minas Gerais, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, um documento informativo que indica as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos.

Devido a disponibilidade de elevado potencial de fontes renováveis de energia no país, a qualidade dos recursos energéticos nacionais, o modelo adotado de compensação de créditos e o alto valor das tarifas de eletricidade, projeta-se um crescimento exponencial da capacidade instalada da micro e mini

geração distribuída, atingindo 1,3 milhão de adotantes, totalizando 11GW no ano de 2029.

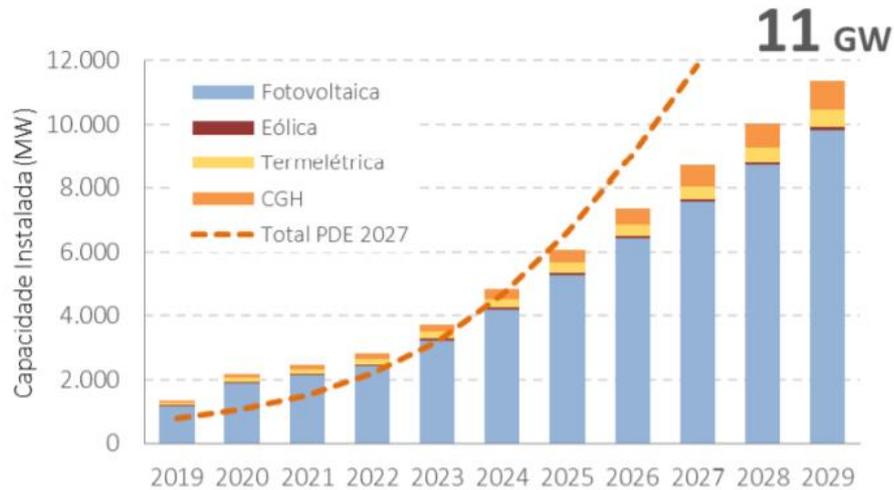


Figura 2: Projeção da capacidade instalada da micro e mini geração distribuída - Fonte: PDE

Outro benefício proporcionado pela implementação de novas unidades GDs é a diversificação da matriz energética. Na projeção realizada, destaca-se a fonte de energia fotovoltaica que representa, em 2029, um total de 63% da energia gerada e 86% da capacidade instalada.

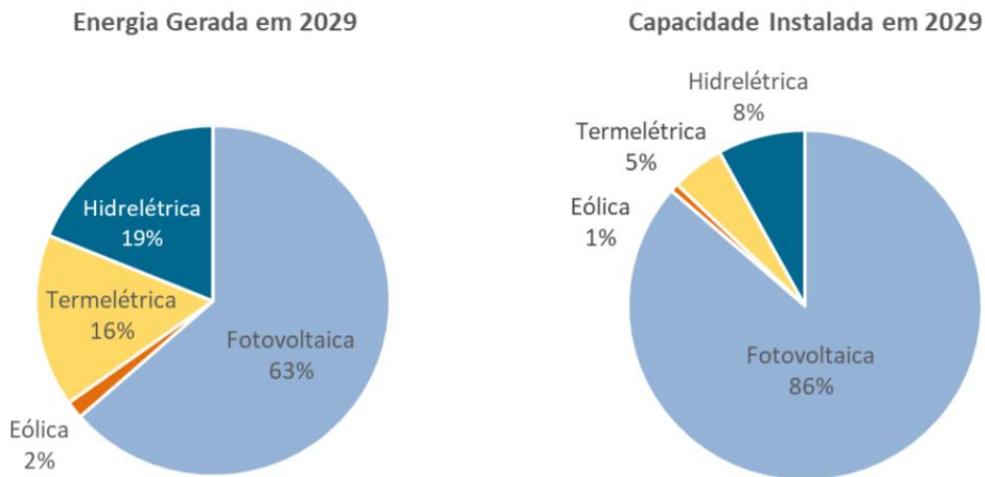


Figura 3: Projeção de energia gerada e capacidade instalada em 2029 - Fonte: PDE

Nesse novo modelo, a comunicação entre a concessionária de energia e os consumidores finais é fundamental, pois uma maior e mais ativa participação do consumidor e dos recursos distribuídos faz com que o fluxo de potência de energia deixe de ter um sentido único, das grandes usinas centralizadas para os consumidores, e passe a ter múltiplos sentidos, podendo partir de qualquer ponto da rede.

Apesar das vantagens oferecidas pela geração distribuída, a sua inserção na rede de distribuição aumenta significativamente a complexidade da rede, podendo acarretar alterações na operação em termos de segurança do sistema.

Por isso, com a inserção de novas unidades GDs é inegável a importância de um novo redimensionamento da rede elétrica, projetando um novo sistema de segurança que garanta a proteção adequada à nova configuração da rede.

2 Geração Distribuída

A geração distribuída pode ser definida como a produção de energia em sistemas geradores localizados próximos ou até mesmo na própria unidade consumidora, podendo ser interligados à rede elétrica ou atuar independentemente da mesma.

Dessa forma, uma residência equipada com painéis solares, ou um condomínio em que são instaladas pequenas turbinas eólicas, se tornam uma fonte geradora de energia para si mesmo e para todo o sistema, disponibilizando o excesso de energia que foi gerada.

O atual crescimento das instalações das gerações distribuídas se deve principalmente devido uma maior preocupação com o meio ambiente, buscando o desenvolvimento sustentável, a qualidade de energia cada vez mais elevada fornecida pelas gerações distribuídas, a redução dos custos nas instalações de novas GDs e as políticas de incentivo adotadas por alguns países.

a. Classificação

As formas de classificação mais conhecidas categorizam as gerações distribuídas de acordo com a fonte utilizada de produção da energia, quanto à capacidade de produção e até mesmo pelo tipo de injeção de energia na rede.

1. Classificação de acordo com a fonte de produção de energia

As fontes de geração distribuídas podem ser classificadas entre as fontes renováveis e as não renováveis. Dentre as fontes de energia renováveis se destacam a solar fotovoltaica, a eólica e a biomassa, e dentre as fontes não renováveis se destacam as microturbinas, motogeradores a gás natural e motores a diesel.

É devido à grande utilização das fontes de energia renováveis que a geração distribuída é considerada de grande importância para a sustentabilidade e geração de energia limpa.

2. Classificação de acordo com a capacidade de produção

As GDs podem ser classificadas de acordo com a capacidade de produção conforme as categorias a seguir:

- ❖ Microgeração distribuída: refere-se a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 KW.
- ❖ Minigerção distribuída: refere-se a central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 KW e inferior ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou 5 MW para as demais fontes.

3. Classificação pelo tipo de injeção de energia

Uma maneira mais recente de classificação das GDs se baseia em uma divisão de acordo com o tipo de injeção de energia, conforme demonstra a tabela a seguir:

Tabela 1: Tipos de geração distribuída pela injeção de energia e fator de potência - Fonte: international Conference on Engineering, IC

Tipo de GD	Injeção de energia	Fator de Potência
1	Potência ativa e reativa	$0 < FP_{GD} < 1$
2	Potência ativa com consumo de potência reativa	$0 < FP_{GD} < 1$
3	Apenas potência ativa	$FP_{GD} = 1$
4	Apenas potência reativa	$FP_{GD} = 0$

b. Aplicações

Geralmente, as gerações distribuídas são aplicadas principalmente nos seguintes locais/situações:

- ❖ Zonas Rurais e isoladas: Nessas localidades, os custos de transmissão e distribuição de energia proveniente da rede são elevados. Assim, a geração distribuída é uma solução devido ao baixo custo de investimento inicial e funcionamento.
- ❖ Zonas urbanas desenvolvidas, com elevada densidade populacional: Nessas localidades a instalação de novas GDs se deve principalmente ao custo elevado da energia da rede local, além dos diversos benefícios proporcionados pelas GDs e a incerteza associada à reorganização da indústria.
- ❖ Consumidores que necessitam de altos níveis de qualidade de fornecimento de energia: A instalação da geração distribuída garante para esse tipo de consumidor uma maior segurança em relação a ausência de interrupções no fornecimento e uma maior qualidade da energia consumida nos casos em que os parâmetros característicos, como a frequência, devem ser próximos dos valores nominais que os definem.

c. Tipos de gerações distribuídas por fontes de energia renováveis

Uma das principais atuais preocupações no mundo é a geração de energia de forma sustentável, utilizando-se, assim, de fontes renováveis de energia para geração. Assim, podem-se destacar os seguintes tipos de geração distribuída:

1. Geração Fotovoltaica

Para este tipo de geração, a energia elétrica é obtida através do efeito fotovoltaico, capaz de gerar corrente elétrica a partir da radiação solar incidente nos painéis fotovoltaicos que são compostos por células fabricadas de material semicondutor, normalmente o silício.

As células fotovoltaicas são dopadas positivamente e negativamente, formando uma junção PN. Quando a radiação solar incide sobre as células ocorre o fenômeno de absorção dos fótons por parte dos elétrons, sendo parte desses elétrons capazes de se deslocarem da banda de valência para a banda de condução.

Os elétrons que atingem a banda de condução vagam pelo semicondutor até serem puxados pelo campo elétrico existente na região de junção. Assim, os elétrons são conduzidos para fora da célula e ficam disponíveis para o uso.

O deslocamento dos elétrons é responsável pela produção de uma corrente elétrica contínua, que é convertida pelo inversor em corrente alternada. Depois da passagem pelo inversor, a energia gerada pode ser utilizada para alimentar qualquer aparelho elétrico do local.

O medidor de energia (relógio bidirecional) instalado após a homologação do sistema com a distribuidora de energia, é capaz de medir a energia consumida da rede (quando não há geração de energia fotovoltaica) e o excesso de energia que é injetada na rede (quando há uma produção maior que o consumo). Essa energia injetada, é convertida em créditos de energia, que podem ser utilizados futuramente pelo consumidor.

Os componentes presentes em uma geração fotovoltaica residencial podem ser observados no esquemático apresentado a seguir:

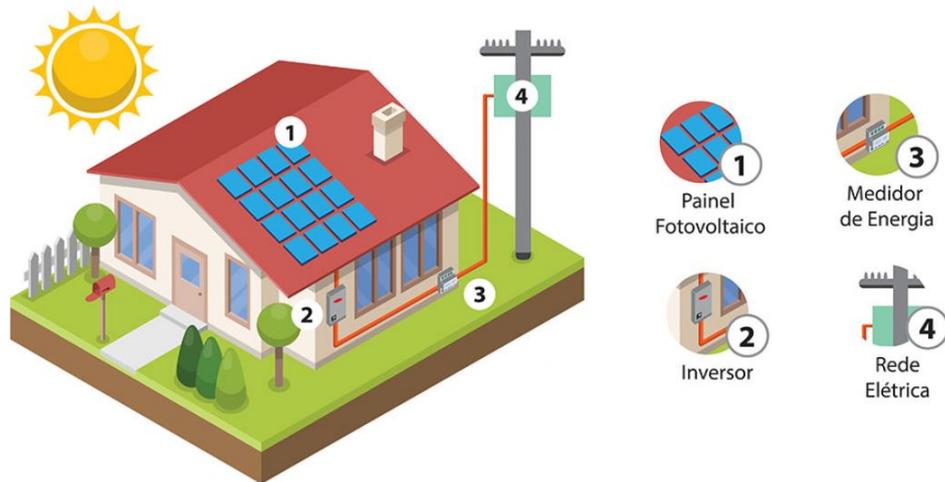


Figura 4: Esquema básico de uma residência com implementação de geração fotovoltaica - Fonte: Minha casa solar, "Como funciona o sistema de energia solar fotovoltaica"

A radiação solar global incidente varia em diferentes locais da superfície da Terra, sendo o Brasil um dos países com melhor índice de radiação solar, por estar localizada próximo a Linha do Equador. Por esse motivo, a geração fotovoltaica tem sido um dos métodos de geração distribuída mais investidos no Brasil atualmente.

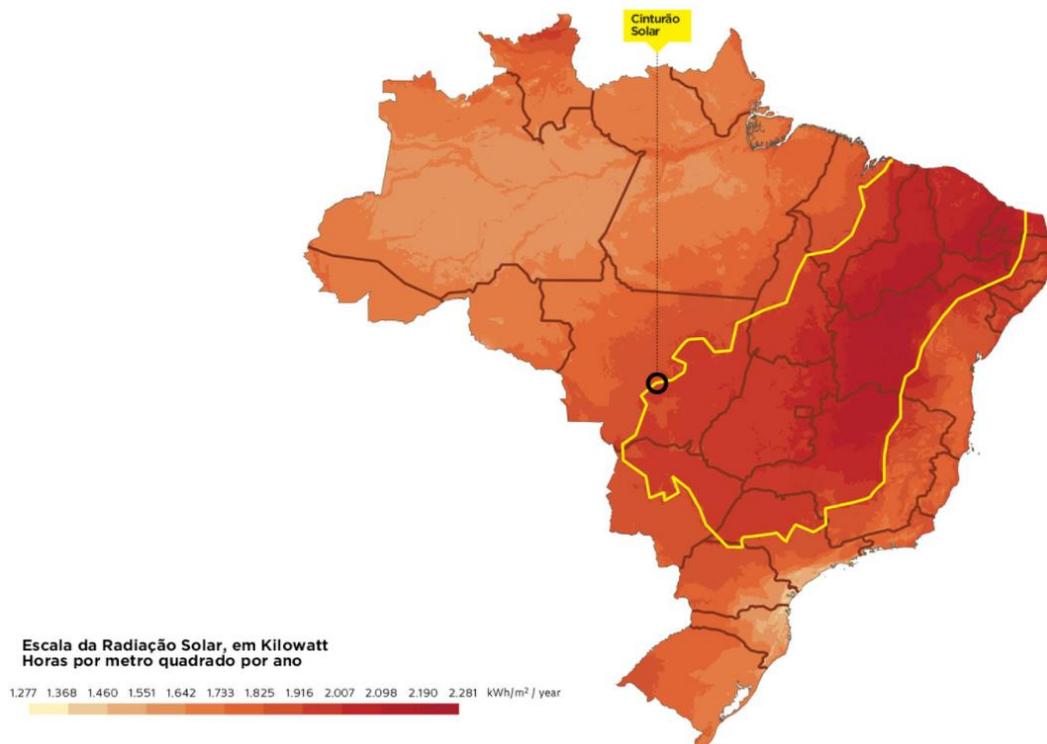


Figura 5: Mapa de radiação Solar no Brasil - Fonte: Portal Solar

2. Geração eólica

A geração eólica ocorre através da utilização de turbinas eólicas ou aerogeradores, que absorvem a energia cinética do vento através de um rotor aerodinâmico e transferem para um gerador elétrico,

capaz de converter a potência mecânica do movimento das pás em potência elétrica por meio da indução eletromagnética.

Os geradores eólicos necessitam de ventos estáveis e não turbulentos, ou seja, que não apresentam mudanças bruscas de direção ou intensidade, para a geração de energia. Como os ventos são normalmente afetados pelo relevo e elevações próximas ao gerador, é um grande desafio a implantação de sistemas de geração eólica em áreas urbanas, tornando, dessa forma, a implementação desses sistemas praticamente restritos a áreas rurais afastadas.

3. Geração por pequenas centrais hidrelétricas (PCH)

É considerada uma pequena central hidrelétrica (PCH) toda usina hidrelétrica de pequeno porte, com capacidade instalada superior a 3 MW e inferior a 30 MW, com área de reservatório inferior a 300 hectares, apresentando, dessa forma, menores impactos ambientais quando comparado com uma usina hidrelétrica tradicional.

A geração por pequenas centrais hidrelétricas é obtida por meio da construção de uma barragem em um rio, a fim de represar a água e formar um pequeno reservatório. A água captada é então conduzida através de tubulações para turbinas, que são movimentadas pela pressão e velocidade da água, conectadas a um gerador capaz de transformar o movimento das pás das turbinas em energia elétrica.

Apesar da simplicidade e baixo custo das usinas, as PCH passam por todo o processo de licenciamento ambiental similar ao exigido para as grandes usinas hidrelétricas sendo, inclusive, necessário a criação de áreas de preservação no entorno da usina com monitoramento e manutenção durante todo o período de operação.

d. Benefícios

O aumento da integração de instalações de geração distribuída se deve às inúmeras vantagens técnicas, econômicas e ambientais proporcionadas por esse método de geração, que podem beneficiar tanto a rede elétrica em si como o consumidor final.

Dentre as inúmeras vantagens proporcionadas, pode-se destacar:

1. Benefícios técnicos

A implementação adequada das unidades de geração distribuída pode resultar em diversas vantagens técnicas, como:

- ❖ A redução de perdas do sistema: Devido às gerações distribuídas serem instaladas próximas ao consumidor final, as perdas de energia no setor de transmissão são praticamente nulas quando comparadas com a geração de mesma capacidade proveniente das usinas centralizadoras.
- ❖ Melhora do perfil de tensão: Devido às gerações distribuídas serem instaladas próximas ao consumidor final, ocorre uma redução das perdas de energia no setor de transmissão e consequentemente, a melhora do perfil de tensão.
- ❖ Menor tempo de implementação: O tempo de instalação de uma nova unidade de geração distribuída é extremamente menor quando comparado ao de uma nova unidade de geração centralizada, o que permite uma resposta mais imediata ao crescimento da procura.
- ❖ Aumento da eficiência energética: Como a instalação de novas unidades de geração distribuída reduz significativamente a perda elétrica na rede, a cogeração proporciona, consequentemente, um aumento da eficiência energética.
- ❖ Redução das cargas nas linhas de transporte e distribuição: A implementação de novas unidades GDs permitem que outras fontes geradoras supram a demanda energética, reduzindo as cargas nas linhas de transporte e distribuição.

2. Benefícios econômicos

A implementação adequada das unidades de geração distribuída pode resultar em diversas vantagens econômicas, como:

- ❖ Redução com os custos ligados ao transporte e distribuição de energia: Em localidades distantes, os custos com o transporte e distribuição de energia são elevados. As GDs reduzem esses custos por serem instaladas próximas aos consumidores finais.
- ❖ Adiamento do investimento em atualizações de instalações: Com o tempo, conforme a demanda energética aumenta, as centrais geradoras de energia precisam se atualizar para suprir esse aumento da demanda. Com o surgimento das GDs, essas atualizações se tornam menos frequentes, reduzindo, dessa forma, os gastos com os investimentos em atualização de instalações.
- ❖ Independência da energia fornecida e economia dos gastos do consumidor final: O consumidor final que utiliza a energia gerada por uma unidade de geração distribuída se torna independente da energia fornecida pela distribuidora. Além disso, o consumidor economiza no valor final pago da fatura elétrica, podendo pagar até mesmo apenas o custo mínimo obrigatório da fatura de energia, que inclui as despesas utilizadas para disponibilizar, mesmo quando o consumidor não está utilizando, a energia na rede.

3. Benefícios ambientais

A implementação adequada das unidades de geração distribuída pode resultar em diversas vantagens ambientais, como:

- ❖ Tamanho reduzido da instalação de uma unidade GD: Devido às instalações de gerações distribuídas serem normalmente pequenas, ocorre uma maior facilidade de encontrar locais para o seu posicionamento e uma ocupação de área muito menor quando comparada a uma centralizadora de energia.
- ❖ Redução das emissões de gases de efeito estufa: O ideal dimensionamento e posicionamento de novas unidades de geração distribuída reduzem significativamente as emissões de dióxido de carbono e de outros gases de efeito de estufa, pois as unidades GDs utilizam de grande diversidade de recursos energéticos, principalmente de fontes renováveis de energia.

e. Impactos devido a conexão de uma GD no fluxo de potência

Embora esse tipo de geração apresente inúmeros benefícios ao consumidor e a rede elétrica em si, conforme apresentado, a instalação de GDs altera significativamente algumas propriedades da rede, como os níveis de tensão, a frequência do sistema e aumento das falhas de corrente.

Um dos principais fatores que deve ser levado em consideração na implementação de uma nova geração distribuída é que a rede elétrica foi projetada para operar com um fluxo de potência unidirecional, com proteções adequadas a essa configuração.

No modelo de rede tradicional, os sistemas de distribuição foram desenvolvidos a fim de receber potência das subestações e segmentar essa potência para diferentes consumidores, ou seja, o fluxo de potência opera no sentido dos maiores valores de tensão para os menores.

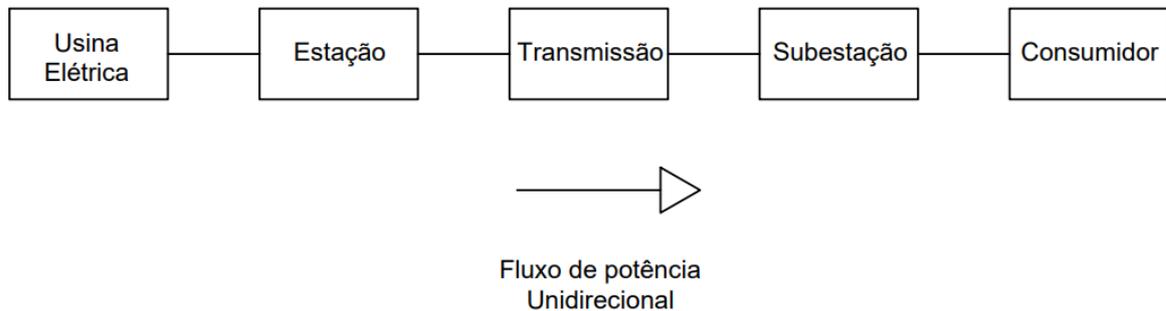


Figura 6: Fluxo de potência unidirecional de uma rede tradicional - Fonte: produzida pelos autores

A introdução de novas unidades de gerações distribuídas provoca alterações nesse fluxo de potência, devido a corrente que flui da unidade de geração distribuída para a rede, ou seja, dos valores menores de tensão para os valores de tensão superiores. Assim, existirá um duplo sentido de fluxo de potência na rede (bidirecional).

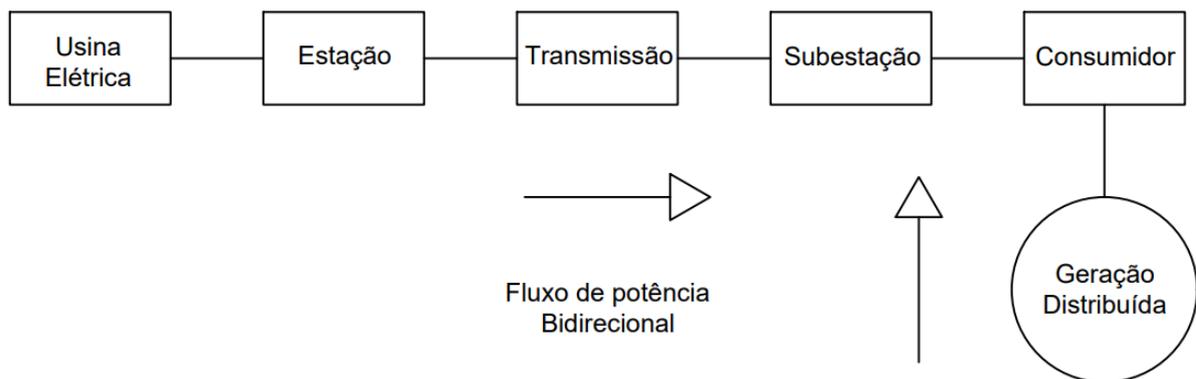


Figura 7: Fluxo de potência bidirecional de uma rede com geração distribuída - Fonte: produzida pelos autores

Consequentemente, o sistema se torna mais complexo ao analisar e determinar componentes, níveis de curto-circuito e coordenação dos equipamentos de proteção.

Por esse motivo, é de grande preocupação para as distribuidoras de energia que a instalação de uma nova geração distribuída afete a confiabilidade do sistema de proteção da rede, que é responsável pela segurança do sistema em períodos de anormalidade.

Portanto, com a inserção de unidades GDs na rede, torna-se necessário uma análise da variação das correntes de curto-circuito e um novo redimensionamento da rede elétrica, projetando-se um novo sistema de segurança e proteção adequada à nova configuração.

3 Corrente de curto-circuito

Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão sujeitos, constantemente, à ocorrência de eventos indesejados que podem causar perturbações no seu estado normal de operação, provocando alterações de parametrização do sistema. Desses eventos, pode-se destacar as ocorrências de curto-circuito como os eventos indesejáveis mais comuns em sistemas de potência.

Um curto-circuito ocorre quando condutores sob potenciais diferentes entram em contato, apresentando, dessa forma, uma resistência elétrica muito pequena, considerada desprezível. Assim, a corrente elétrica que atravessa o circuito atinge uma intensidade muito elevada, provocando o superaquecimento dos condutores.

Portanto, pode-se definir o fenômeno do curto-circuito como uma conexão de impedância muito baixa entre pontos de potenciais diferentes em um circuito elétrico.

a. Tipos de curto-circuito

Por ordem de gravidade, os curtos-circuitos nas instalações elétricas podem ocorrer em uma das seguintes formas:

1. Curto-circuito trifásico

Um curto-circuito trifásico se caracteriza quando as tensões nas três fases se anulam no ponto de defeito, podendo envolver ou não o elemento terra, conforme pode-se observar nas representações a seguir:

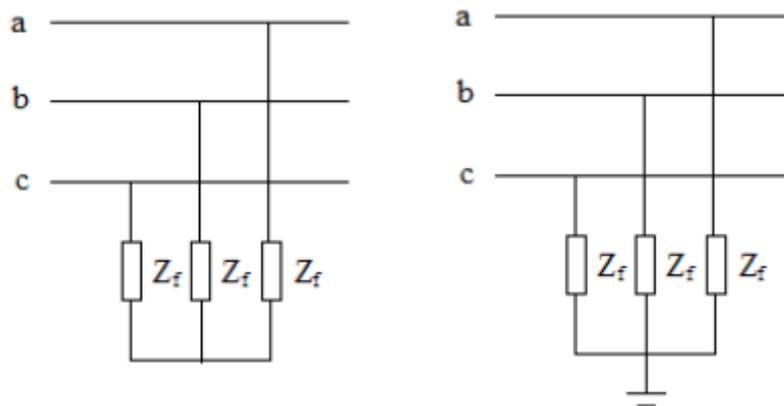


Figura 8: Representação de um curto-circuito trifásico - Fonte: Curto-circuito nas instalações elétricas

Por serem, geralmente, o tipo de curto-circuito com corrente de maior valor, as correntes de curto-circuito trifásicas são fundamentais para determinar certos aspectos da rede como o ajuste dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, a capacidade de interrupção dos disjuntores e a capacidade térmica dos cabos e equipamentos da rede.

2. Curto-circuito bifásico

O curto-circuito bifásico pode ocorrer em duas situações distintas: ocorrendo contato somente entre dois condutores de fases diferentes, ou ocorrendo o contato direto entre dois dos condutores com a participação do elemento terra.

As situações podem ser observadas nas representações a seguir:

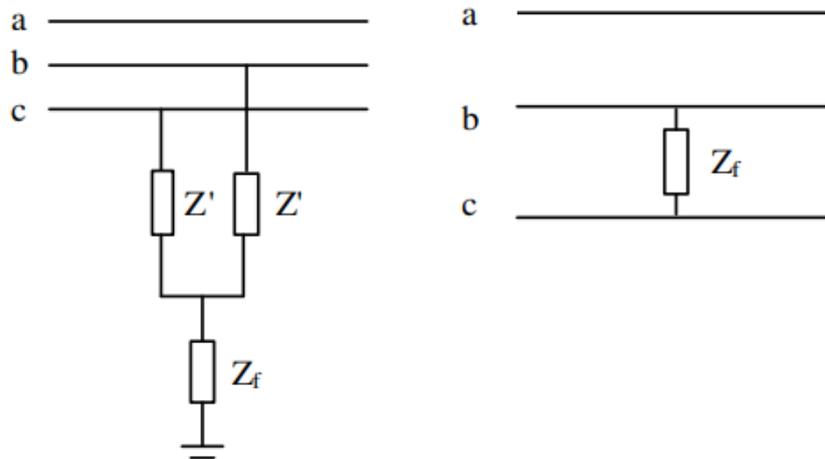


Figura 9: Representação de um curto-circuito bifásico - Fonte: Curto-circuito nas instalações elétricas

3. Curto-circuito monofásico

O curto-circuito monofásico fase-terra ocorre quando ocorre o contato entre somente um dos condutores fase e terra, conforme a representação a seguir:

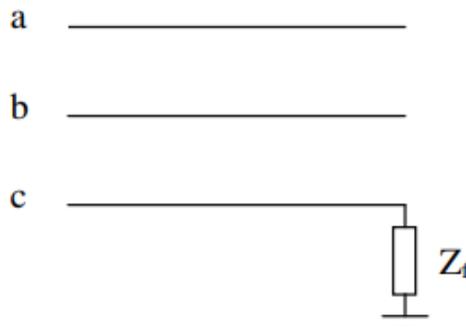


Figura 10: Representação de um curto-circuito monofásico - Fonte: Curto-circuito nas instalações elétricas

Dentre as aplicações das correntes de curto-circuito monofásicas, pode-se destacar: o ajuste dos valores mínimos dos dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, a delimitação das tensões de passo e torque e a determinação da seção mínima do condutor de uma malha de terra.

b. Frequência de ocorrência por tipo de curto-circuito

Devido à própria configuração da rede, é mais difícil de acontecer o contato simultâneo das três fases da rede elétrica ou curto dos três terminais de equipamento, sendo muito mais frequente a ocorrência de curtos envolvendo apenas uma fase e o terra.

Tabela 2: Frequência de ocorrência por tipo de curto-circuito - Fonte: Escola de Engenharia Elétrica, "Curtos-Circuitos Trifásicos no Sistema Elétrico"

Tipo de curto-circuito	Frequência de ocorrência (%)
Trifásico	5
Bifásico	15
Monofásico	80

c. Classificação dos curtos-circuitos em relação a permanência

As correntes de curto-circuito podem ser classificadas, de acordo com o seu período de permanência, como:

- ❖ Curto-circuito permanente: é o tipo de curto-circuito que não se extingue espontaneamente. Por isso, é necessário que uma equipe de manutenção se desloque e execute o conserto da rede após a desenergização do local.
- ❖ Curto-circuito temporário: é o tipo de curto-circuito cujo defeito não permanece na rede. Assim, após a atuação do sistema de proteção da rede, o sistema pode ser restabelecido sem problemas, não sendo necessário o conserto da rede.

d. Principais causas dos curtos-circuitos

Dentre as causas da corrente de curto-circuito em sistemas de potência, pode-se destacar:

- ❖ Sobretensões de manobras e descargas atmosféricas.
- ❖ Queda de árvores ou galhos sobre as linhas aéreas.
- ❖ Ação de animais em equipamentos do sistema.
- ❖ Manobras incorretas.
- ❖ Falhas em isoladores, como rachaduras, sujeira e maresia.
- ❖ Envelhecimento de materiais da rede.
- ❖ Ação de vento e similares.
- ❖ Acidentes envolvendo batidas de automóveis nas estruturas.
- ❖ Erros humanos, como aterrar a linha durante uma operação de manutenção e logo em seguida energizá-la sem desfazer o aterramento.

e. Consequências

A ocorrência de um curto-circuito é responsável por graves perturbações na rede e seus equipamentos, podendo provocar a interrupção do fornecimento de energia elétrica nas zonas alimentadas pelo circuito, danificar equipamentos do sistema e colocar em risco a segurança das pessoas.

A interrupção, mesmo que momentânea, do fornecimento de energia elétrica causa diversos prejuízos econômicos na indústria e comércio devido às horas de funcionamento interrompidas, perdas de insumos e dados armazenados em computadores, custo de vendas não realizadas, logísticas e entregas comprometidas.

Além disso, as consequências geradas pelo caos no trânsito, a paralisação de aeroportos e paralisação de hospitais e serviços de saúde podem ser gravíssimas, acarretando até mesmo na ocorrência de alto número de óbitos.

A ocorrência de um curto-circuito pode acarretar também no chamado "arc flash", que é um arco elétrico resultante da baixa impedância de ligação fase-fase ou fase-terra, que provoca um fenômeno similar a uma explosão elétrica.

Esse fenômeno pode dar origem a um incêndio que pode ser agravado dependendo do tipo de atmosfera existente na zona em que ocorrer, colocando em risco os trabalhadores presentes no local. Por isso, o arco elétrico representa um dos principais perigos para os trabalhadores que operam constantemente em sistemas elétricos energizados, sendo necessário que os trabalhadores utilizem EPI's e roupas capazes de suportar o calor liberado a fim de minimizar a ocorrência desses acidentes.

f. Alterações nos níveis de curto-circuito com a instalação de GDs

Conforme mencionado anteriormente, a geração distribuída aumenta consideravelmente a complexidade da rede em que é conectada. Um dos efeitos mais evidentes da conexão de unidades de geração distribuída é justamente o aumento dos níveis de curto-circuito das redes

Esse aumento ocorre pois o gerador da GD se torna mais uma fonte a contribuir para a corrente de falta, sendo os impactos do gerador mais significativos quanto mais próximas forem as faltas de seu ponto de conexão.

Esse fator pode acarretar problemas como a superação da suportabilidade ao curto-circuito de linhas e equipamento, além da perda de coordenação do sistema de proteção.

Assim, é de extrema importância a análise das alterações nos níveis de curto-circuito para a instalação de novas unidades de GDs, pois, somente após essa análise é possível o redimensionamento do sistema de proteção da rede de forma que as especificações de segurança atendam as alterações implicadas pela conexão da GD na rede.

g. Importância da análise de curto-circuito para o sistema de proteção

É através do estudo e cálculo das correntes de curto-circuito que se torna possível dimensionar e coordenar os equipamentos de proteção do sistema, de forma que o sistema de proteção seja capaz de atuar no menor tempo possível e somente no momento de identificação de alguma anormalidade na rede, desconectando do sistema as áreas afetadas.

Somente através do correto dimensionamento do sistema de segurança e proteção, é possível minimizar os efeitos dos curtos-circuitos e suas respectivas consequências, diminuindo assim os riscos de danos nas instalações, equipamentos e aos trabalhadores.

4 Sistemas de proteção da rede elétrica

A segurança de um sistema de energia elétrica está diretamente relacionada com o desempenho de seus esquemas e equipamentos de proteção.

Por exemplo, na ocorrência de um curto-circuito na rede elétrica, é de extrema importância que a parte atingida seja isolada do restante do sistema o mais rápido possível, a fim de evitar danos materiais nas partes não atingidas pelo curto-circuito.

O sistema de segurança e proteção de distribuição de energia elétrica visa, portanto, proteger os equipamentos que compõem o sistema elétrico e fornecer segurança para todas as pessoas envolvidas direta ou indiretamente com o sistema.

Dessa forma, na arquitetura da rede, são utilizados diversos equipamentos de proteção que possuem como finalidade detectar a ocorrência de faltas no sistema elétrico e desconectar, rapidamente, as partes afetadas do sistema.

Portanto, é o sistema de proteção responsável por:

- ❖ Salvar a integridade física dos operadores e usuários do sistema.
- ❖ Evitar ou minimizar danos materiais nos equipamentos da rede.
- ❖ Retirar de serviço um equipamento ou parte do sistema que se apresenta defeituoso.
- ❖ Melhorar os índices de interrupção do sistema.
- ❖ Diminuir as despesas realizadas com manutenção corretiva da rede.

a. Tipos de dispositivos de proteção

Os dispositivos de proteção das redes de distribuição de energia elétrica são essenciais para a operação do sistema, com a finalidade de garantir a segurança da rede na ocorrência de faltas, minimizando as consequências e danos causados.

Dentre os equipamentos de proteção existentes, podem-se destacar:

1. Elo-fusível

O elo fusível é instalado no interior de uma chave fusível e consiste basicamente em uma peça composta por um elemento fusível que, ao detectar a circulação de uma sobrecorrente, aquece excessivamente, ocorrendo a fusão do filamento e consequentemente, a interrupção do circuito elétrico.



Figura 11: Chave fusível e elo fusível – Fonte: Onix, distribuidora de produtos elétricos

A fusão do elemento ocorre dentro de um tempo pré-determinado, conforme a sua característica tempo x corrente. O tempo de fusão é inversamente proporcional à corrente, ou seja, quanto maior for a corrente, menor é o tempo de fusão.

Os elos fusíveis mais utilizados no sistema de distribuição de energia podem ser classificados de acordo com a velocidade de atuação, da seguinte forma:

- ❖ Elo fusível do tipo H: geralmente utilizados para transformadores de baixa potência.
- ❖ Elo fusível do tipo K: classificado como um elo fusível de ação rápida, é geralmente instalado na proteção de transformadores de maior potência ou de ramais de alimentadores de média tensão.
- ❖ Elo fusível do tipo T: classificado como um elo fusível de ação lenta, também é geralmente instalado na proteção de transformadores de maior potência ou de ramais de alimentadores de média tensão.

Devido ao baixo custo de fabricação, a chave fusível é um dos elementos de proteção mais utilizados. Contudo, a funcionalidade desse dispositivo é limitada a apenas uma utilização, pois o elo fusível perde sua funcionalidade após se fundir, sendo necessário à sua substituição para que o equipamento atue novamente.

2. Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos eletromecânicos que interrompem o circuito, impedindo o fornecimento de energia para as cargas, quando a corrente elétrica que passa por ele ultrapassa o seu valor nominal.

Assim, o seu funcionamento pode ser comparado exemplificado como o de um interruptor automático: assim que o disjuntor identifica um valor de corrente elétrica que ele foi projetado para acionar, o disjuntor imediatamente secciona o circuito em que foi instalado.

Dessa forma, diferentemente do elo fusível, o disjuntor não é um componente descartável, podendo ser utilizado diversas vezes novamente após a sua atuação.



Figura 12: Exemplo de disjuntores – Fonte: ASTRA

Os principais tipos de disjuntores são:

- ❖ Disjuntores magnéticos: possuem uma maior precisão para detectar o valor da corrente elétrica, permitindo a sua atuação contra curtos-circuitos em um tempo de resposta mais rápido, quase instantâneo.
- ❖ Disjuntores térmicos: diferentemente dos outros tipos de disjuntor, o disjuntor térmico interrompe o circuito elétrico ao detectar uma elevação anormal de temperatura. Assim, o

disjuntor térmico protege somente contra sobrecarga, pois não são rápidos o suficiente para proporcionar segurança em casos de curtos-circuitos.

- ❖ Disjuntores termomagnéticos: são basicamente a junção da proteção magnética e térmica em um único componente, podendo ser utilizado na proteção contra curto-circuito sobreaquecimento dos condutores. Por isso, é o modelo de disjuntor mais seguro e utilizado atualmente.

3. Relés

Os relés são considerados os elementos mais importantes do sistema de proteção, pois são sensores que verificam as condições de operação do sistema elétrico e comandam a abertura do disjuntor quando verificam condições anormais de funcionamento.

Portanto, é função dos relés analisar e avaliar diversos parâmetros da rede, sendo capazes de perceber a existência de uma anormalidade na rede e então iniciar uma ação de sinalização (como bloqueio ou abertura de um disjuntor) com o objetivo de isolar a parte do sistema afetada pela falha.

Dentre os diversos tipos de relés existente, pode-se destacar:

3.1 Relé de sobrecorrente

O relé de sobrecorrente pode ser definido como o relé que opera somente quando identifica que o valor da corrente que passa naquele trecho do sistema elétrico é maior do que os valores padrões para os quais o relé é previamente ajustado.

Dependendo do tempo de operação, o relé de sobrecorrente pode ser categorizado nos tipos:

- ❖ Relé de sobrecorrente instantâneo: não possui atraso intencional para operação, ou seja, os contatos do relé são fechados instantaneamente quando a corrente dentro do relé ultrapassa o valor operacional.
- ❖ Relé de sobrecorrente temporizado: uma temporização intencional é introduzida no relé, impedindo a sua atuação antes de um tempo pré-determinado.

Dessa forma, os relés de sobrecorrente podem atuar em um tempo previamente definidos ou em um tempo dependente da corrente de atuação, apresentando as curvas características de corrente x tempo apresentadas a seguir:

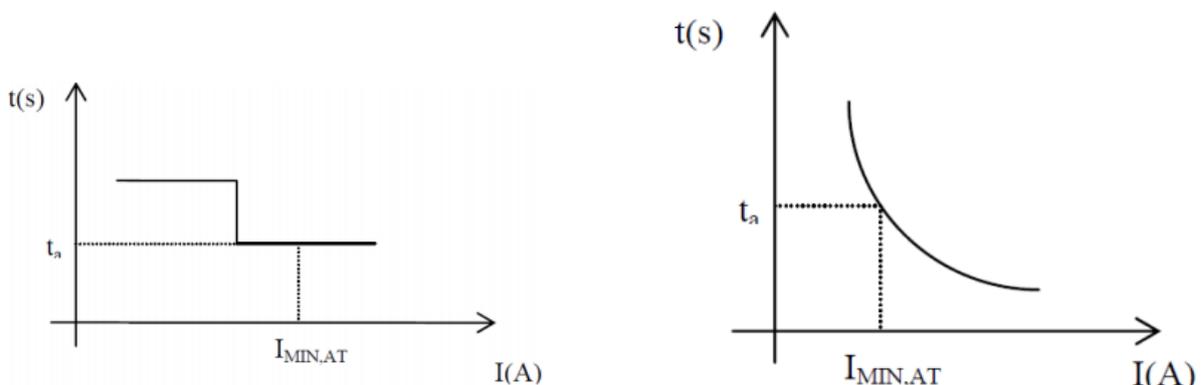


Figura 13: Curva de tempo definido e de tempo dependente, respectivamente – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 12"

Como as curvas de tempo dependente determinam a atuação do relé em tempos decrescente com os valores das correntes, as curvas podem, para maior facilidade de coordenação do relé com outros

dispositivos de proteção, ser classificadas em três tipos diferentes de curva: normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) ou extremamente inversa (EI).

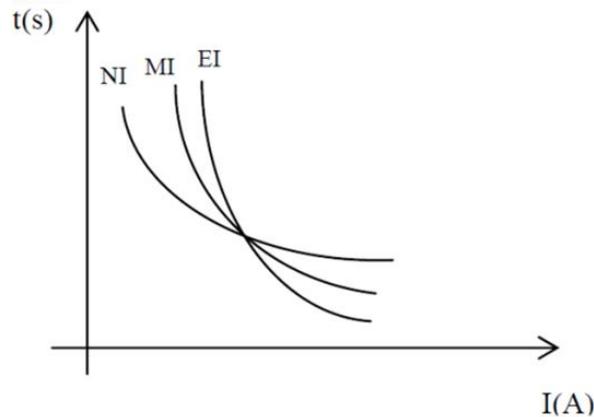


Figura 14: Curvas de tempo dependente NI, MI e EI – Fonte: “Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 12”

3.2 Relé direcional de sobrecorrente

Os relés direcionais são relés que operam quando o valor da corrente do circuito ultrapassa um valor pré-definido e em uma direção preestabelecida (sentido de atuação do relé). Dessa forma, se a falta provocar uma corrente no sentido contrário, os relés direcionais ignoram as medições de correntes reversas e, portanto, não atuam.

Essa característica de direcionalidade é necessária em sistemas que permitem a inversão de corrente de falta, que dificulta a seletividade entre os relés não direcionais, impossibilitando a devida eliminação sequencial de faltas.

Caracterizados por duas grandezas de entrada, uma de operação (atuação) e outra de polarização (referência), a identificação da direção da corrente de falta é realizada através do ângulo de defasagem da grandeza de operação em relação à grandeza de polarização.

As unidades direcionais mais comuns são dos tipos: corrente-corrente, em que as grandezas de polarização e atuação são duas correntes, e tensão-corrente, em que a grandeza de polarização é a tensão e a grandeza de atuação é a corrente.

O ângulo entre a tensão e a corrente no relé em operação normal define o tipo de ligação dele, considerando o sistema com fator de potência unitário e sequência direta (positiva). As conexões mais comuns são do tipo 0°, 30°, 60° e 90°.

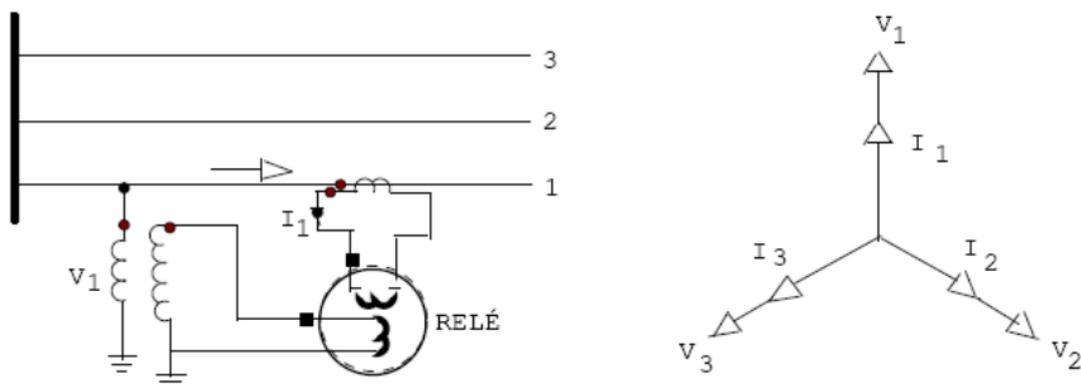


Figura 15: Esquemático de conexão 0° do relé direcional – Fonte: “Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 14”

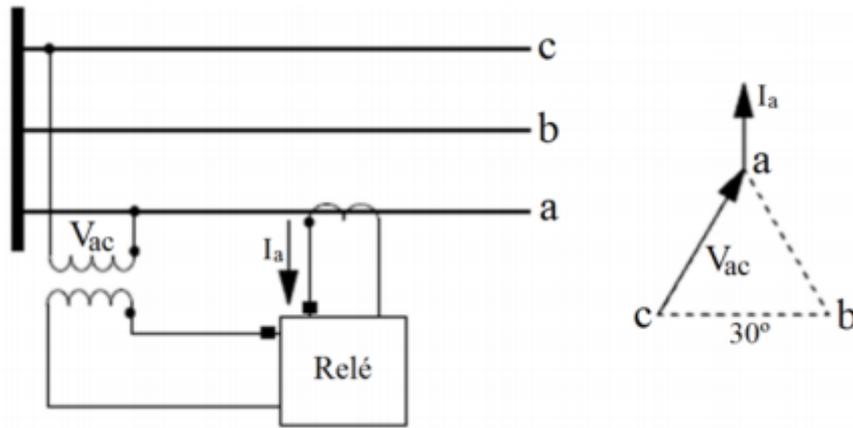


Figura 16: Esquemático de conexão 30° do relé direcional – Fonte: Metodologia para a coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica

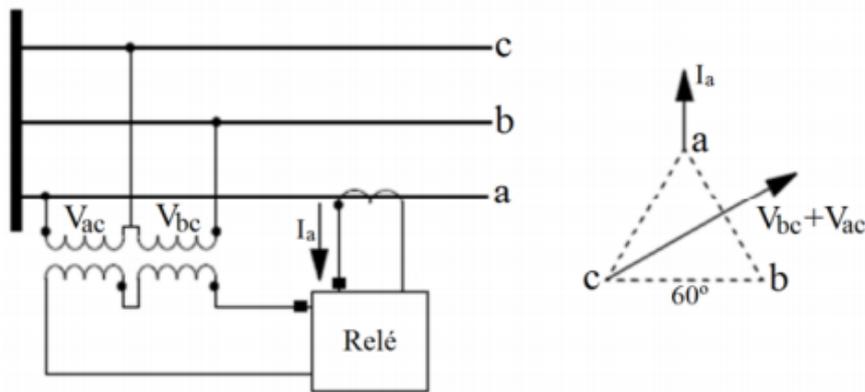


Figura 17: Esquemático de conexão 60° do relé direcional – Fonte: Metodologia para a coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica

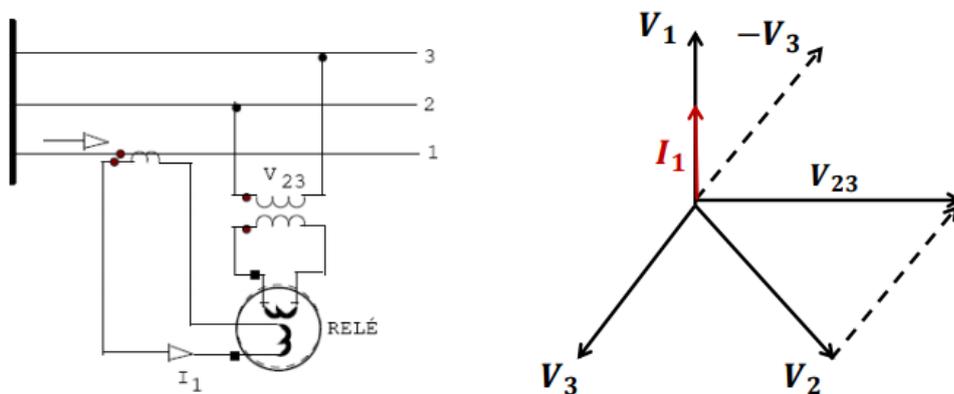


Figura 18: Esquemático de conexão 90° do relé direcional – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução a smart grid, Aula 14"

3.3 Relé de distância

O princípio de funcionamento dos relés de distância se baseia na medida indireta da impedância entre o local do relé e o ponto de falta, sendo o monitoramento da ocorrência de faltas realizado considerando o valor da impedância medido no início da linha através da relação entre a tensão e a corrente do sistema.

A principal vantagem da utilização de um relé de distância é que a sua zona de proteção depende de uma impedância constante, virtualmente independente da tensão e da corrente. Por isso, em teoria, pode-se dizer que o relé de distância tem um alcance fixo, em constante ao relé de sobrecorrente.

No entanto, como a impedância é uma medida indireta de tensão e corrente, o relé de distância pode apresentar dificuldades de atuação devido alguns problemas como: ruídos presentes nas ondas, erros de medição originados pelas variações de temperatura ambiente, insuficiência ou inexistência de transposição dos condutores e variação da impedância ao longo das linhas em paralelo.

3.4 Relé de sincronismo

O relé de sincronismo possui por finalidade verificar a amplitude da tensão, frequência e a diferença angular entre duas fontes de tensão, gerando um sinal de permissão de sincronismo na matriz de saída sempre que as diferenças entre módulo de tensão, deslocamento angular das tensões e frequência estiverem dentro dos limites programados no relé.

4. Religadores

Os religadores funcionam da seguinte forma: ao detectar alguma anormalidade na rede, o religador realiza um ciclo (pré-programado) de aberturas e fechamentos de seus contatos. Esse ciclo ocorre até o desaparecimento da anormalidade ou, após um determinado número de aberturas e fechamentos, o religador identificar que a anormalidade na rede é permanente.

A atuação dos religadores foi estabelecida considerando-se que a maioria das anormalidades ocorrentes na rede são defeitos transitórios, sendo o desligamento e posteriormente religamento do religador suficiente para evitar a ocorrência de grandes problemas no sistema elétrico. Além disso, as interrupções rápidas que o religador proporciona permite uma efetiva coordenação com os outros dispositivos de proteção existentes no sistema.

No caso do religador identificar que a anormalidade na rede é permanente, ele mantém seus contatos permanentemente abertos, sendo necessário um fechamento manual.

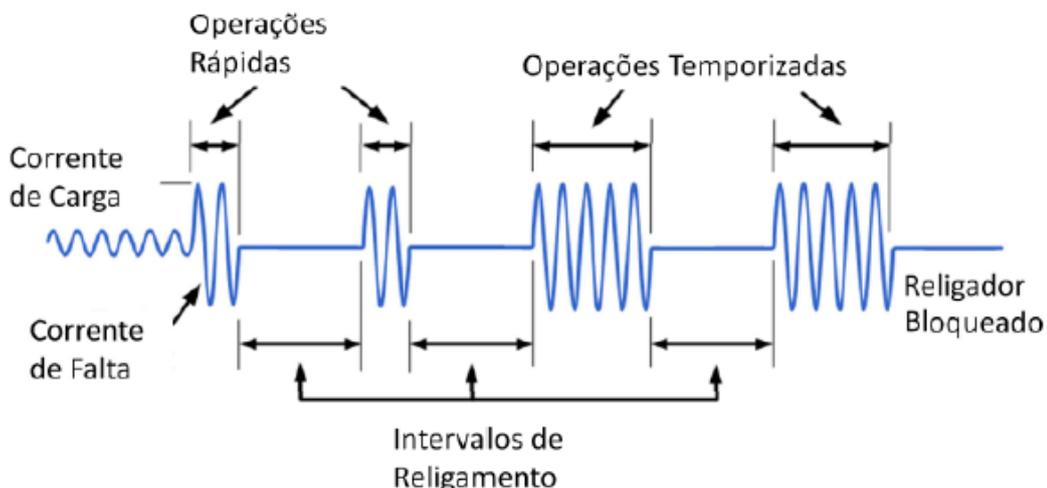


Figura 19: Ciclos de religamento de um religador – Fonte: Proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica, proteção de alimentadores, Prof. DR. Eng. Paulo Cícero Fritzen

5. Seccionalizadores

Os seccionalizadores são dispositivos que funcionam mecanicamente como chaves de manobras, para aberturas ou fechamentos, com carga. Quando um dispositivo de retaguarda efetua uma sinalização de anormalidade ou desligamento do circuito, interrompendo a corrente de falta, o seccionizador contabiliza a interrupção e, após atingir um número de contagens previamente ajustado, abre seus contatos isolando o trecho defeituoso do circuito. Após a abertura de seus contatos, o seccionizador só pode ser novamente fechado através de um comando fornecido pelo operador.

Dessa maneira, os seccionalizadores não possuem capacidade de interrupção de curto-circuitos e são, portanto, projetados para operar em conjunto com um religador ou disjuntor.

Portanto, para o devido funcionamento do seccionizador, é necessário que na sua retaguarda seja instalado um interruptor capaz de realizar disparos e religamentos automáticos.

b. Dimensionamento dos dispositivos de proteção

O dimensionamento dos equipamentos de proteção deve considerar as correntes de carga do sistema e as correntes de falta, pois os equipamentos devem ser dimensionados e ajustados de forma a permitir a passagem da corrente de carga e bloquear as correntes de falta.

1. Dimensionamento de chaves-fusíveis

O dimensionamento ideal das chaves-fusíveis pode ser realizado da seguinte maneira:

A corrente nominal da chave fusível (I_{chn}) deve ser dimensionada a fim de ser maior ou igual a corrente admissível do fusível ($I_{FUS ADM}$) multiplicada por um fator de segurança (k), conforme a equação:

$$I_{chn} \geq k \cdot I_{FUS ADM} \quad (1)$$

Já a corrente de interrupção (I_{chint}), ou seja, a maior corrente que a chave é capaz de interromper sem sofrer danos a capacidade de interrupção, deve ser maior ou igual a maior corrente de curto-circuito assimétrico no ponto de instalação ($I_{MAX \text{ curto assim}}$), conforme a equação:

$$I_{chint} \geq I_{MAX \text{ curto assim}} \quad (2)$$

2. Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 51 de fase

Para o devido ajuste da corrente mínima de atuação do relé ($I_{AT \min (51F)}$), deve-se considerar a corrente máxima de carga ($I_{\max \text{ carga}}$) e a corrente mínima de curto-circuito bifásico ($I_{2cc \min}$) dentro da sua zona de proteção, incluindo sempre que possível os trechos a serem adicionados quando em condição de manobras consideradas usuais. Assim, o ajuste deve atender as equações:

$$I_{AT \min (51F)} \geq k \cdot \frac{I_{\max \text{ carga}}}{RTC} \quad (3)$$

$$I_{AT \min (51F)} \geq \frac{I_{2cc \min}}{RTC} \quad (4)$$

Sendo o fator de crescimento da instalação (k) podendo ser obtido por:

$$k = \left(1 + \frac{\text{taxa de crescimento anual}}{100}\right)^{\text{número de anos}} \quad (5)$$

3. Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 51 de neutro

Quando o sistema for ligado em estrela aterrado ou delta aterrado, através de um transformador de aterramento, deve-se verificar a existência ou não de cargas ligadas entre fase e terra ou neutro.

Quando o sistema não possuir cargas ligadas entre fase e terra ou neutro, o relé de neutro deve ter a sua corrente mínima de atuação ($I_{AT \min (51N)}$) ajustada para um valor de corrente de curto-circuito menor que a corrente de curto-circuito fase terra mínimo ($I_{cc \text{ fase-terra min}}$) dentro da sua zona de proteção.

Além disso, a corrente mínima de atuação deve ser maior que 10% da corrente de carga máxima, devido a erros admissíveis do TC. Assim, deve-se satisfazer a equação:

$$\frac{0,1 \cdot I_{\max \text{ carga}}}{RTC} \leq I_{AT \min (51N)} \leq \frac{I_{cc \text{ fase-terra min}}}{RTC} \quad (6)$$

Quando o sistema possuir cargas ligadas entre fase e terra ou neutro, o relé de neutro deve ter a sua corrente mínima de atuação ($I_{AT \min (51N)}$) ajustada para um valor menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo ($I_{cc \text{ fase-terra min}}$) dentro da sua zona de proteção.

Além disso, a corrente mínima de atuação deve ser maior do que 10% a 30% da corrente de carga máxima, devido a possíveis desequilíbrios admissíveis do sistema. Assim, deve-se satisfazer a equação:

$$(0,1 \text{ a } 0,3) \cdot \frac{I_{\max \text{ carga}}}{RTC} \leq I_{AT \min (51N)} \leq \frac{I_{cc \text{ fase-terra min}}}{RTC} \quad (7)$$

4. Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 50 de fase

Como as unidades instantâneas dos relés de unidade 50 de fase não devem ser sensíveis aos curto-circuito localizados após o primeiro equipamento de proteção a jusante, geralmente ajusta-se a unidade para proteger 80% do trecho compreendido entre a sua localização e a localização do primeiro equipamento a jusante.

Assim, para o devido dimensionamento a corrente de atuação mínima ($I_{AT \min (50F)}$) dos relés 50N deve ser maior ou igual de 3 a 8 vezes a corrente máxima de carga ($I_{\max \text{ carga}}$) e maior ou igual a corrente de curto-circuito trifásica no ponto do primeiro equipamento a jusante do relé ($I_{3 \text{ cc pp}}$) multiplicada por um fator de assimetria (f_a), conforme as equações:

$$I_{AT \min (50F)} \geq (3 \text{ a } 8) \cdot \frac{I_{\max \text{ carga}}}{RTC} \quad (8)$$

$$I_{AT \min (50F)} \geq f_a \cdot I_{3 \text{ cc pp}} \quad (9)$$

5. Dimensionamento de relés de sobrecorrente unidade 50 de neutro

Quando o sistema for ligado em uma configuração em estrela aterrado, ou delta aterrado através de um transformador de aterramento, e possuir cargas ligadas entre fase e terra, ou neutro, a unidade instantânea do relé 50 de neutro não deve ser sensível as correntes de energização das cargas.

Assim, dimensiona-se a corrente mínima de atuação da unidade 50N ($I_{AT \min (50N)}$) como maior ou igual até 80% a corrente máxima de carga e maior que a corrente de curto-circuito fase-terra no ponto do primeiro equipamento a jusante do relé ($I_{cc \text{ fase-terra pp}}$) multiplicada por um fator de assimetria (f_a), conforme as equações:

$$I_{AT \min (50N)} \geq (0,1 \text{ a } 0,8) \cdot \frac{I_{\max \text{ carga}}}{RTC} \quad (10)$$

$$I_{AT \min (50N)} \geq f_a \cdot I_{cc \text{ fase-terra pp}} \quad (11)$$

6. Dimensionamento do relé direcional

Em geral, os relés de sobrecorrente direcionais (67) possuem ângulos de sensibilidade máxima, definido entre a grandeza de polarização e a reta de sensibilidade máxima, em uma faixa que varia entre 20° e 80°.

A medida de sensibilidade do relé (H) pode ser calculada como uma multiplicação entre os campos elétricos (E_1 e E_2) e o cosseno da diferença entre o ângulo entre os sinais de entrada E_1 e E_2 (θ) e o ângulo que define a sensibilidade máxima do relé (τ), conforme a equação:

$$H = E_1 \cdot E_2 \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (12)$$

Procura-se ajustar este ângulo em conjunto com o ângulo de ligação do mesmo, a fim de que se possa obter o melhor desempenho possível do relé, com uma maior região de atuação.

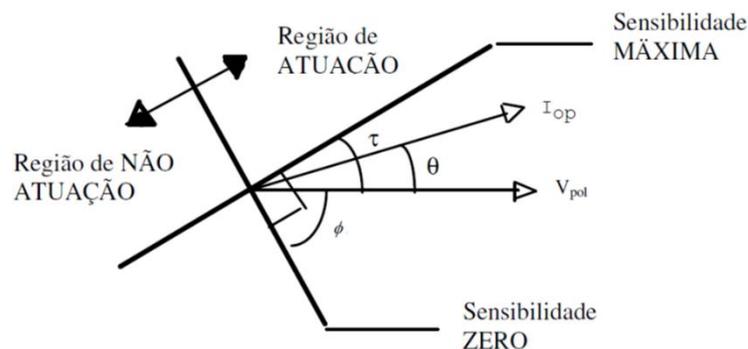


Figura 20: Região de atuação do relé direcional – Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 14"

c. Características do sistema de proteção

Com o objetivo de assegurar a correta identificação de falhas e a atuação no menor tempo possível, o sistema de proteção de uma rede possui como principais características:

- ❖ Sensibilidade: capacidade dos equipamentos de proteção de identificar uma falta ou anormalidade na operação que possa prejudicar ou danificar os equipamentos do sistema elétrico.
- ❖ Confiabilidade: é a capacidade dos equipamentos de atuar somente quando necessário, ou seja, na identificação de alguma falta ou anormalidade de funcionamento.
- ❖ Velocidade: os equipamentos de proteção devem sempre atuar da forma mais rápida possível, a fim de evitar danos severos nos equipamentos afetados pela falta.
- ❖ Seletividade: é a capacidade do sistema de proteção de identificar as áreas afetadas e desconectar do sistema somente essas afetadas, mantendo em operação as demais partes do sistema.
- ❖ Economia: a fim de garantir a implantação viável economicamente do sistema de proteção, deve-se projetar um sistema evitando um número excessivo de dispositivos de proteção.

d. Coordenação e seletividade do sistema de proteção

A coordenação é a condição que se determina para que dois ou mais equipamentos de proteção operem em uma determinada sequência, previamente definida, quando alguma anormalidade é detectada no sistema.

Nesse contexto, pode-se dizer que o sistema de proteção possui três níveis principais de atuação:

- ❖ Proteção principal: é a proteção que deverá atuar primeiro em caso da ocorrência de uma falta dentro da zona protegida.
- ❖ Proteção de retaguarda: é a proteção que só deverá atuar quando ocorrer uma falha da proteção principal.
- ❖ Proteção auxiliar: é a proteção responsável por funções auxiliares da proteção principal e de retaguarda, ou seja, é composta pelos dispositivos com finalidade de sinalizar, enviar alarmes e temporizar.

Já a seletividade de um sistema de proteção é a condição de que o sistema seja capaz de fazer com que qualquer ponto da rede seja eliminado somente pelo dispositivo de proteção localizado imediatamente a montante do defeito. Dessa maneira, apenas a menor parte possível do sistema fica inoperante diante da ocorrência de um defeito.

Em um sistema sem coordenação seletiva, pode ocorrer desnecessariamente perda de energia para cargas não afetadas pela anomalia, uma vez que o dispositivo mais próximo da falha não é capaz de eliminar a falha antes que outros dispositivos sejam abertos.

A fim de demonstrar a diferença entre um sistema com ou sem coordenação seletiva, na imagem abaixo é apresentado o mesmo sistema nas duas condições: à esquerda mostra o sistema sem coordenação seletiva e à direita mostra o sistema seletivamente coordenado.

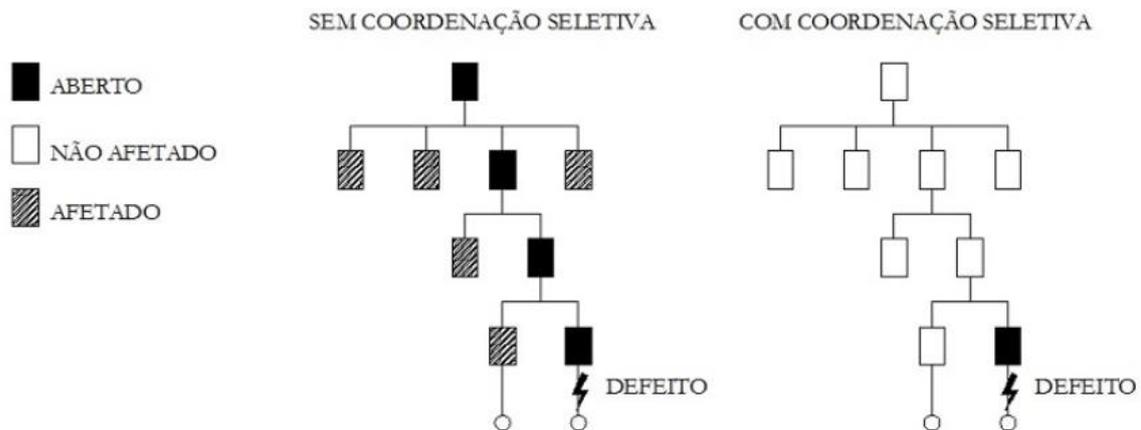


Figura 21: Comparativo sistema sem e com coordenação seletiva - Fonte: Aprendendo elétrico, "O que é coordenação e seletividade?"

Quando, na ocorrência de uma falha, apenas o dispositivo de proteção mais próximo do local da falha atua, pode-se dizer que há coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção. Contudo, se na ocorrência de uma falha, um dispositivo de retaguarda atuar, ou seja, um dispositivo à montante do dispositivo mais próximo da falha, pode-se dizer que não ocorre seletividade entre os dispositivos de proteção embora eles possam estar, de alguma forma, coordenados entre si.

O objetivo da coordenação seletiva do sistema de proteção é, portanto, fazer com que somente a menor parte possível da rede afetada fique desativada, evitando assim a desenergização de trechos desnecessariamente e que os equipamentos de proteção que não possuem religamento automático acionem na ocorrência de faltas transitórias.

1. Coordenação e seletividade entre elos-fusíveis

Como nem sempre é possível garantir a seletividade entre elos-fusíveis, devem-se coordenar os elos para, pelo menos, a corrente de curto-circuito fase-terra.

A seletividade e coordenação entre os diferentes tipos de elos é determinada a partir das tabelas:

Tabela 3: Seletividade entre elos K e H - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"

Elo protetor	Elo protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabela 4: Seletividade entre elos T e H - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"

Elo protetor	Elo protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Tabela 5: Seletividade entre elos do tipo K - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"

Elo protetor	Elo protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabela 6: Seletividade entre elos do tipo T - Fonte: "Sistemas de distribuição de energia elétrica e introdução à smart grid, Aula 11"

Elo protetor	Elo protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1750	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

2. Coordenação entre religadores

Para ocorrer a devida coordenação entre dois ou mais religadores, instalados a montante e a jusante, deve-se atender os seguintes critérios:

- ❖ Dentro da sua zona de proteção, o religador de retaguarda não deve atuar na sua curva retardada, antes do religador à sua frente, para qualquer valor de curto-circuito.
- ❖ A diferença entre os tempos de operação das curvas retardadas dos religadores deverá ser maior que 0.2 segundos.

Entretanto, por ser muito difícil de se obter a coordenação entre as curvas rápidas dos religadores, são admissíveis, nesta condição, a operação simultânea entre os religadores.

3. Coordenação entre religador e seccionizador

Como os seccionizadores são dispositivos que não possuem curva característica de atuação, a sua coordenação com o religador fica assegurada quando as seguintes condições são atendidas:

- ❖ O número de contagens do seccionizador deve ser ajustado para uma unidade a menos do que o número de disparos do religador.
- ❖ O tempo de reset do seccionizador deve ser maior do que o intervalo de tempo de operação do religador (compreendido entre a primeira e a última contagem do seccionizador).

4. Coordenação entre religador e elo-fusível

A coordenação entre o religador e o elo-fusível fica assegurada quando:

- ❖ O tempo mínimo de fusão do elo-fusível deve ser, para todos os valores de curto-circuito possíveis no trecho do circuito protegido pelo elo-fusível, maior do que o tempo de abertura do religador na curva rápida multiplicado pelo fator K_t , que leva em conta a elevação da temperatura do elo durante os intervalos de tempos de abertura rápida do religador.
- ❖ No trecho de circuito protegido pelo elo, para todos os valores de curto-circuito possíveis, o tempo máximo de interrupção do elo deve ser menor que o tempo mínimo de abertura do elo na curva retardada.

5. Coordenação entre relés

Para se obter uma seletividade entre relés, as curvas de tempo dos relés principais (fase e neutro) deverão estar acima das curvas dos relés de retaguarda (fase e neutro) de no mínimo 0,4 segundos no ponto mais crítico em todo o trecho protegido pelos relés.

6. Coordenação entre relé e elo-fusível

No caso em que o relé de um sistema é a proteção de retaguarda e o elo-fusível está presente na proteção principal, o relé deve ter um tempo de atuação de pelo menos 0,2 segundos a mais que o tempo de atuação do elo.

e. Legislação e normas técnicas de sistemas de proteção de redes com GD

Em um sistema elétrico tradicional, a energia é gerada em pontos distantes dos consumidores e transmitida através das linhas de transmissão até as subestações de distribuição para, em seguida, ser distribuída para os consumidores finais.

O sistema de proteção convencional é, portanto, todo especificado e parametrizado considerando o fluxo de potência unidirecional do sistema elétrico.

No entanto, conforme mencionado anteriormente, a inserção de unidades de geração distribuída na rede altera o fluxo de potência unidirecional tradicional em um fluxo de potência bidirecional, tornando necessário que, com a inserção de novas unidades de geração distribuída, todo o sistema de proteção de uma rede seja recalculado a fim de considerar a complexidade que a GD proporciona à rede.

Por isso, com o crescente aumento da geração distribuída, foram determinadas diversas normas técnicas que o sistema de proteção de redes com GDs deve atender, garantindo, assim, o devido funcionamento dos sistemas de proteção e a segurança da rede em si.

1. Tabela de funções ANSI

Visando normalizar as funções dos dispositivos de proteção, como disjuntores e relés, a ANSI (American National Standards Institute) desenvolveu uma tabela de códigos que define, por meio de uma sequência numérica, um código para cada dispositivo ou função de proteção, que pode ser observada a seguir:

Tabela 7: Denominação dos dispositivos de proteção - Fonte: ANSI

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Função de partida / fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desconexão de energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contador de transição partida-marcha

20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de sincronismo ou sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão. Tem algumas variantes como 27D, 27R e 27-0 (Subtensão de comando)
28	Detector de chamas
29	Contator ou chave de isolamento
30	Relé anunciador
31	Separação de excitação
32	Relé direcional de potência. Tem-se algumas variantes como 32P e 32Q, que significam direcional de potencia ativa e reativa respect.
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condição mecânica
40	Dispositivo de proteção de mancal
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condição atmosférica anormal
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase ou de fase reversa
47	Relé de sequência de fase de tensão ou de desbalanço de tensão
48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico de máquina ou transformador
50	Relé de sobrecorrente instantâneo. Tem variantes como 50N(que indica neutro), 50NS(neutro sensível) e 50GS (ground sensor), 50AFD (contra arco elétrico)
51	Relé de sobrecorrente temporizado. Tem variantes como 51N(que indica neutro), 51NS(neutro sensível) e 51GS (ground sensor), 51V(rele de sobrecorrente com restrição de tensão)
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitação de campo
54	Dispositivo para engate
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão. Temos variantes como 59N(de neutro), 59Q (sequencia negativa)
60	Relé de desbalanço de corrente ou tensão
61	Sensor ou chave de densidade
62	Relé temporizador. Opera conjuntamente com o dispositivo que faz uma operação de desligamento, parada ou abertura. A variante 62BF indica falha de operação do disjuntor (Breaker failure)
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra. Opera em falha de isolamento de máquinas, trafos e outros equipamentos. Pode operar por TC ou TP, se operar por TP pode ser similar ao 59N.
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente. Temos variantes como 67N, 67Q e 67GS

68	Relé de Bloqueio que envia sinais de bloqueio em condições determinadas com por exemplo, para seletividade Lógica.
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível de líquidos
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme. Pode ser visual e/ou sonoro. Por exemplo, supervisão de Disparador de abertura.
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemetria
78	Relé de medição de ângulo de fase
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de sub/sobrefrequência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção / Transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação/ relé a fio-piloto 86
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento para abrir disjuntor ou permitir o desligamento imediato por outros dispositivos.
95 a 99	Aplicações específicas

2. Normas nacionais para o sistema de proteção com geração distribuída

No Brasil, com o crescente aumento de novas unidades de geração distribuída, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) elaborou a resolução normativa Nº 482, que estabelece critérios que devem ser seguidos para as gerações distribuídas serem conectadas ao sistema elétrico principal.

Com relação ao sistema de proteção do sistema elétrico, as concessionárias elaboraram normas próprias, contendo os requisitos mínimos de proteção que os proprietários das GDs devem seguir, de forma a minimizar os impactos causados pela conexão de gerações distribuídas na rede.

Nas tabelas a seguir, constam as proteções exigidas por diferentes concessionárias para a instalação de unidades GDs e as funções de proteção exigida no ponto de conexão.

Tabela 8: Proteções exigidas pelas concessionárias para instalação de GDs - Fonte: Cálculo de correntes de curto-circuito e ajuste de relés de proteção em microrredes

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
21/21N	Relé de Distância de Fase e Neutro	Proteção contra faltas fase-fase e fase terra na distribuidora.	Cemig
25	Relé de Verificação de Sincronismo	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase.	BC Hydro, Celesc, Coelba, CPFL, Elektro, Cemig e Copel

27	Relé de Subtensão	Proteção do acessante e do sistema da distribuidora contra subtensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	BC Hydro, Celesc, Copel, Cemig, CPFL, Elektro e Enersul
32	Relé Direcional de Potência	Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo acessante, quando necessário.	Copel, CPFL, Cemig, Light, Copel, Elektro e Enersul
46	Relé de Sequência Negativa	Proteção do gerador do acessante contra correntes desequilibradas.	BC Hydro, Coelba, Copel, Celesc, Cemig e Elektro
47	Relé de Sequência de Fase de Tensão	Proteção do gerador do acessante contra tensões desequilibradas.	Cemig, Celesc e Elektro
50BF	Relé Contra Defeito Disjuntor	Proteção que transfere a atuação da proteção para outros disjuntores quando ocorre falha de abertura do disjuntor principal que recebeu um comando de trip da proteção.	BC Hydro e Copel
50/50N	Relé Sobrecorrente Instantâneo	Proteção contra faltas fase-fase e fase terra na distribuidora.	Cemig, Celesc, Copel, CPFL, Elektro e Enersul
51/51N	Relé Sobrecorrente Temporizado	Proteção contra faltas fase-fase e fase terra na distribuidora.	Cemig, Celesc, Copel, CPFL, Elektro e Enersul
51GS	Relé Sobrecorrente Sensível de Terra	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta à terra.	Elektro
51V	Relé Sobrecorrente com Restrição de Tensão	Protege contra faltas fase-fase. Possibilita a compatibilização geração máx. e contribuição mín. para falta. Função opcional à 21/21N.	Cemig, Copel e Elektro
59	Relé de Sobretensão	Proteção contra sobretensões. Utilizada para assegurar condições mínimas de atendimento para carga.	BC Hydro, Copel, Cemig, CPFL e Elektro
59N	Relé de Desequilíbrio de Tensão	Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra. Utilizada quando o transformador de conexão possui ligação em Delta do lado da concessionária.	Copel, Cemig, CPFL, Copel e Elektro
60	Relé de Desbalanço de Tensão	Proteção a ser instalada no disjuntor da usina com a finalidade de evitar a abertura indevida da concessionária devido às faltas de fase no acessante.	Copel

67/67N	Relé de Sobrecorrente Direcional de Fase	Proteção para faltas no acessante. Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante. Esta função de proteção poderá ser utilizada para eliminar faltas na rede quando em substituição a função 51V.	Copel, Cemig, CPFL, Elektro e Enersul
78	Relé Salto Vetor ou Deslocamento de Fase	Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. Utilizado para identificar ilhamento.	Copel
81 (O/U)	Relé de Frequência	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL e Elektro
81 df/dt	Relé de Taxa de Variação da Frequência	Proteção utilizada para detecção de ilhamento, através da detecção de variações lentas de frequência em sistemas isolados, sendo a diferença entre potência ativa gerada e consumida é pequena	Copel

Tabela 9: Proteções exigidas pelas concessionárias no ponto de conexão da GDs - Fonte: Cálculo de correntes de curto-circuito e ajuste de relés de proteção em microrredes

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
21/21N	Relé de Distância de Fase e Neutro	Proteção contra faltas fase-fase e fase terra na distribuidora. Para a MT é uma função opcional à função 51V.	BC Hydro AT, Copel, Cemig, CPFL e Celesc
25	Relé de Verificação de Sincronismo	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Eletropaulo, Light, Cemig, Copel, Iberdrola, Enersul e IEEE Std 1547
27	Relé de Subtensão	Proteção contra subtensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Elektro, Light, Eletropaulo, Iberdrola e IEEE Std 1547
37	Relé de Mínima Corrente	Associada à função 46, visa detectar faltas com sequência negativa e redução da corrente.	Copel e IEEE Std 1547
27G	Relé Subtensão de Neutro	Proteção para detecção de níveis de tensão no neutro inferior ao requerido.	IEEE Std 1547
32	Relé Direcional de Potência	Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo acessante, quando necessário.	Celesc, Coelba, Eletropaulo, Cemig, Copel e Iberdrola

46	Relé de Sequência Negativa	Proteção do gerador contra correntes desequilibradas.	Cemig, Celesc e IEEE Std 1547
47	Relé de Sequência de Fase de Tensão	Proteção do gerador para operação durante desequilíbrios de tensões (opcional à 46).	Coelba, Eletropaulo, IEEE Std 1547, Cemig, Celesc e Light
50BF	Relé Contra Defeito Disjuntor	Proteção para minimizar danos ao sistema e demais equipamentos durante uma falha de abertura do disjuntor que recebeu um comando de disparo da proteção.	BC Hydro AT e Copel
50/50N	Relé Sobrecorrente Instantâneo	Proteção contra faltas fase-fase e faseterra na distribuidora	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Copel, CPFL, Elektro, Enersul, Iberdrola, IEEE Std 1547 e Light
51/51N	Relé Sobrecorrente Temporizado	Proteção contra faltas fase-fase e faseterra na distribuidora	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Copel, CPFL, Elektro, Enersul, Iberdrola, IEEE Std 1547 e Light
51GS	Relé de Sobrecorrente Sensível de terra	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta à terra.	CPFL
51V	Relé Sobrecorrente com Restrição de Tensão	Protege contra faltas fase-fase na distribuidora ou no acessante. Necessária quando há dificuldade em compatibilizar geração máxima e contribuição mínima para falta. Função opcional à 21/21N, sendo que deve haver pelo menos uma delas.	Coelba, Cemig, Copel, Light e IEEE Std 1547
59	Relé de Sobretensão	Proteção do acessante e da distribuidora contra sobretensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	Celesc, Coelba, Copel, Eletropaulo, Iberdrola, Cemig, Light e IEEE Std 1547
59N	Relé de Desequilíbrio de Tensão	Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra na rede da concessionária ou no acessante. Utilizada quando o transformador de conexão é ligado em Delta (concessionária).	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Eletropaulo, Cemig, Light, CPFL, Elektro, Iberdrola, Copel e IEEE Std 1547
64	Relé Detector de Terra	Proteção utilizada para detecção de faltas à terra através da verificação de sobretensão de sequência zero. Opcional a função 59N.	Iberdrola

67/67N	Relé de Sobrecorrente Direcional	Proteção para faltas no acessante. Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante. Esta função de proteção poderá ser utilizada para eliminar faltas na rede em substituição à função 51V.	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Eletropaulo, IEEE Std 1547 e Light
78	Relé Salto Vetor ou Deslocamento de Fase	Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. Utilizado para identificar situações de ilhamento.	Copel, Celesc, Eletropaulo e Iberdrola
81 (O/U)	Relé de Frequência	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Cemig, Copel, Light, Iberdrola e IEEE Std 1547
87	Relé Diferencial de Linha	Proteção para linha de transmissão com menos de 10 km, que interliga o acessante ao sistema.	Copel e IEEE Std 1547

5 Simulação do curto-circuito com geração distribuída utilizando Simulink

Desenvolvido pela companhia MathWorks, o Simulink é uma ferramenta de diagramação gráfica por blocos e bibliotecas customizáveis de blocos, utilizado para modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos.

Com o objetivo de verificar na prática como a conexão de uma unidade GD altera a complexidade da rede alterando os níveis de corrente de curto-circuito e, conseqüentemente, alterando os parâmetros dos dispositivos de proteção de um sistema de energia elétrica, foi desenvolvido a representação de um sistema simplificado de distribuição utilizando o software Matlab/Simulink.

Para a realização da simulação, utilizou-se a biblioteca Simscape, que permite a construção de modelos de componentes físicos baseados em conexões físicas que se integram diretamente com diagramas de blocos e outros paradigmas de modelagem. Além disso, com a utilização desta biblioteca é possível desenvolver sistemas de controle e testar o desempenho em cada nível de sistema.

A utilização dessas ferramentas possibilitou a representação, em diagrama de blocos, do sistema de distribuição simplificado apresentado no diagrama unifilar a seguir:

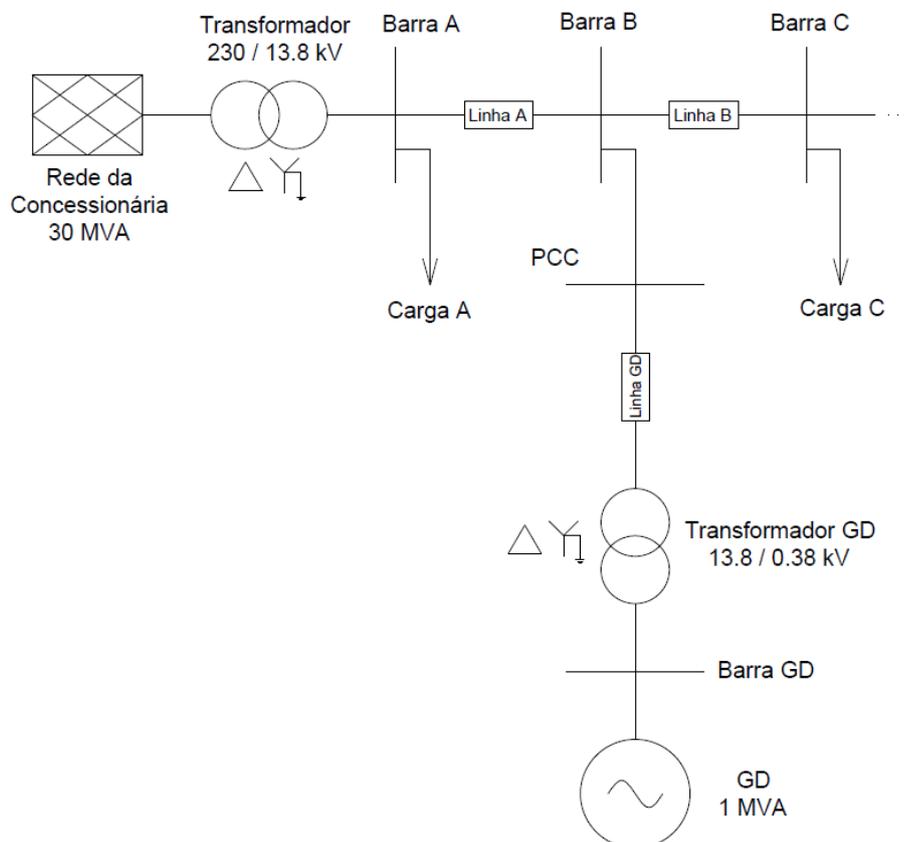


Figura 22: Sistema de distribuição desenvolvido para simulação – Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo "Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation"

a. Elementos representativos e parâmetros utilizados

No ambiente do Simulink, com um duplo clique no bloco, é possível acessar os parâmetros do bloco e alterá-los de acordo com as análises que desejam ser realizadas.

Utilizando-se dos recursos proporcionados pela biblioteca utilizada, foi possível desenvolver um sistema simplificado de uma rede de distribuição contendo os seguintes elementos representativos apresentados a seguir:

1. Rede da concessionária

Com o objetivo de representar a rede da concessionária foi adicionada uma fonte trifásica para alimentar o sistema. Para a simulação desejada, especificou-se a fonte com configuração Y aterrado de 30 MVA, operando com a tensão de 230 kV e fator interno de impedância da fonte (X/R) de 10, atuando com frequência de 60 Hz.

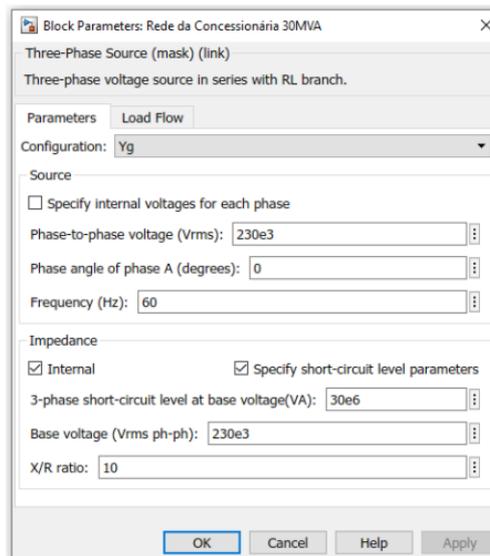
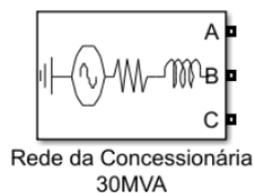


Figura 23: Bloco representativo da rede da concessionária e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

2. Gerador da unidade de geração distribuída

A fim de representar uma geração distribuída do tipo fotovoltaico, utilizou-se para a simulação desejada uma fonte trifásica representando uma associação de inversores, totalizando na potência de 1 MVA com tensão de operação de 380 V.

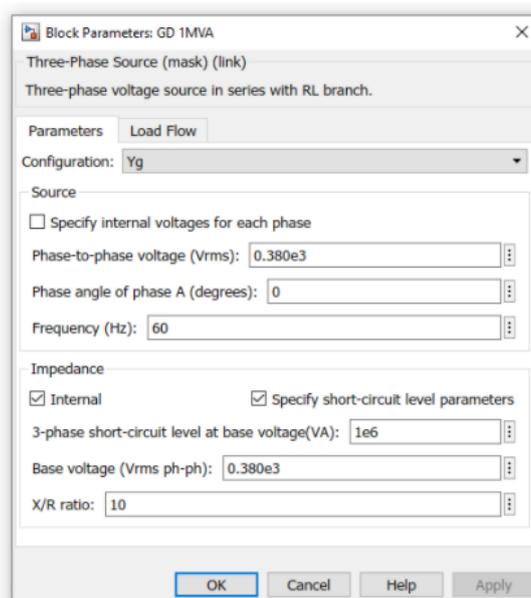
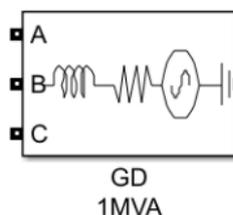


Figura 24: Bloco representativo do gerador da unidade de geração distribuída e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

3. Transformador trifásico da rede de distribuição

Para representar a rede de distribuição, utilizou-se, logo após a fonte de alimentação trifásica, um transformador de configuração Delta-Y aterrado para redução da tensão do sistema de 230 kV para 13,8 kV, com potência nominal de 30 MVA.

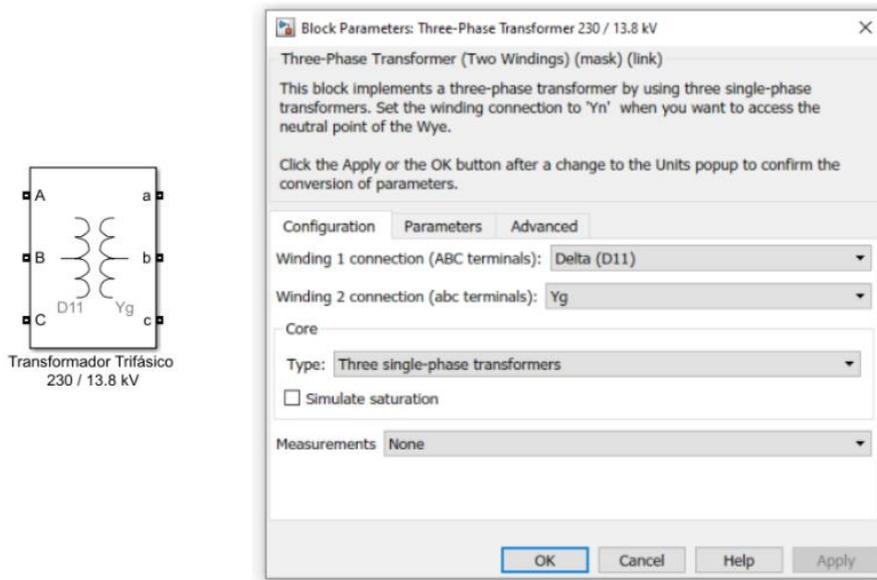


Figura 25: Bloco representativo do transformador trifásico da rede de distribuição e seus parâmetros de configuração – Fonte: produzido pelos autores

Além disso, foram determinados os parâmetros internos do transformador, como os parâmetros dos enrolamentos, resistência e indutância de magnetização, a potência e frequência nominal do transformador, com os seguintes valores:

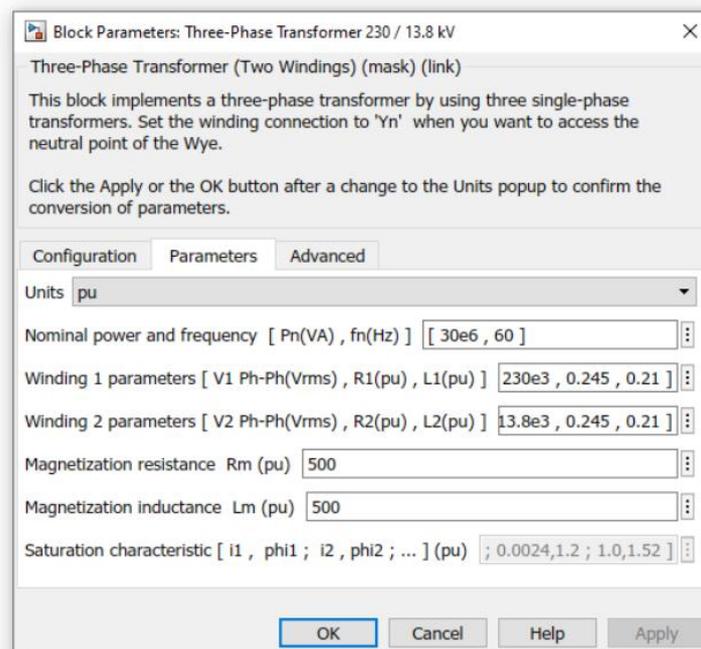


Figura 26: Parâmetros do transformador trifásico da rede de distribuição – Fonte: produzido pelos autores

4. Transformador trifásico da unidade de geração distribuída

O transformador trifásico da unidade de geração distribuída possui características semelhantes do transformador da rede de distribuição, com a exceção de que este transformador possui a finalidade de reduzir a tensão da rede de distribuição de 13,8 kV para a tensão de operação dos inversores da GD de 380 kV.

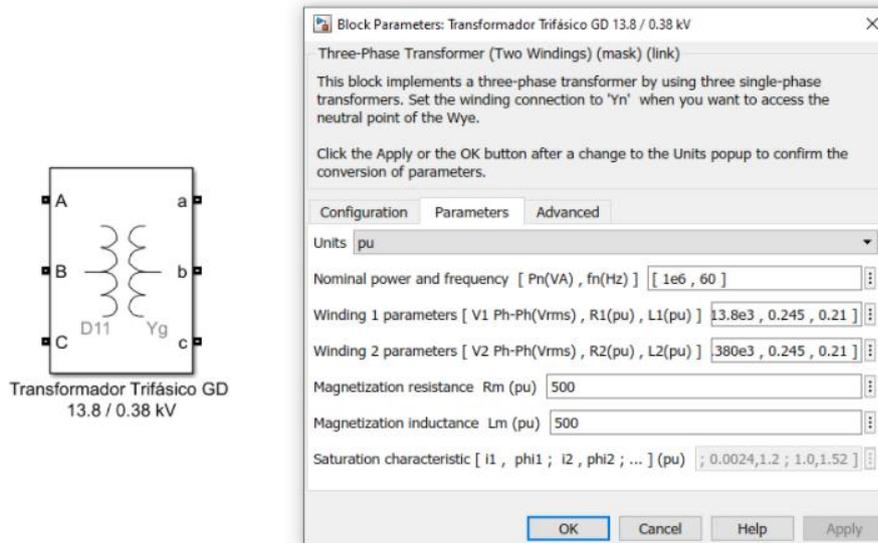


Figura 27: Bloco representativo do transformador trifásico da unidade de geração distribuída e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

5. Barramentos

Os barramentos nomeados de "A", "B", "C", "PCC" e "GD" possuem a função de realizar as conexões entre as linhas e fornecer os dados de tensão e corrente percorridos pela barra. A configuração das medições apresentadas nas saídas dos barramentos, pode ser observada a seguir:

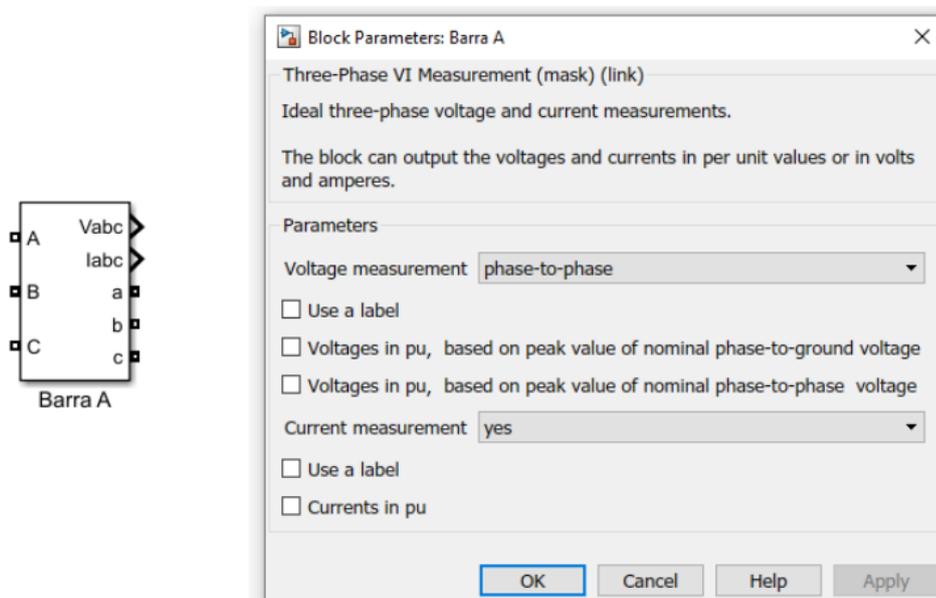


Figura 28: Bloco representativo dos barramentos e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

6. Consumidores

Os consumidores da rede foram representados como cargas RLC trifásicas conectadas aos ramais da linha de distribuição nas barras "A", "C" e "GD".

Para a simulação, foram determinadas as cargas "1" e "2" com as mesmas características indutivas, com potência ativa de 500 kW e potência reativa indutiva de 100 kVAR, a fim de representarem conjuntos de consumidores conectados nas barras "A" e "C", respectivamente.

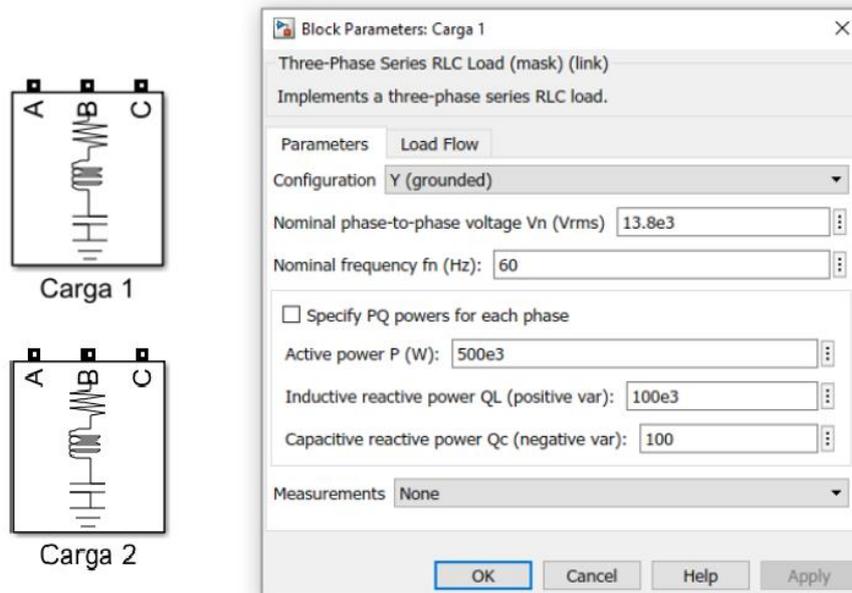


Figura 29: Blocos das cargas "1" e "2", representativos dos consumidores e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

Exclusivamente para a carga "3", conectada na barra "GD", foi utilizada uma carga trifásica de 100 kW e 20 kVAR para representar apenas o consumidor proprietário da unidade de geração distribuída.

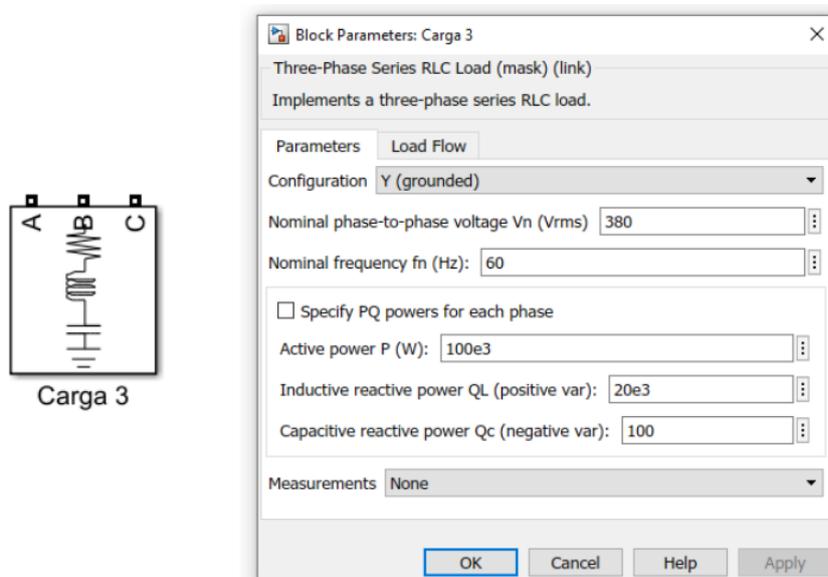


Figura 30: Bloco representativo do consumidor proprietário da unidade de geração distribuída e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

7. Seção de linha "PI"

Os blocos de seção "Linha PI 1" e "Linha P1 2" representam a linha de distribuição trifásica no modelo PI. Neste modelo é determinado por padrão as características dos elementos RLC por km. Para a simulação, determinou-se a linha entre as barras "A" e "B" ("Linha PI 1") com 100 km de distância e a linha entre as barras "B" e "C" ("Linha PI 2") com 2 km de distância.

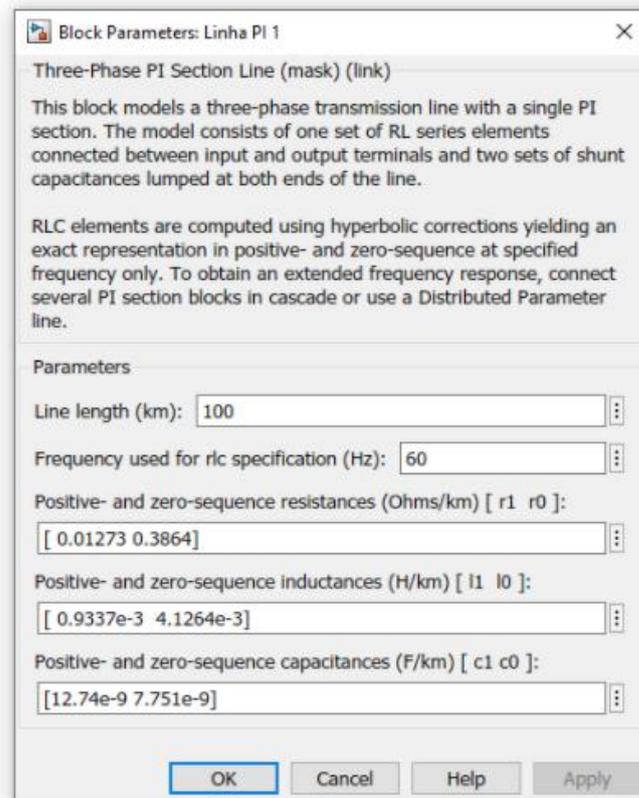
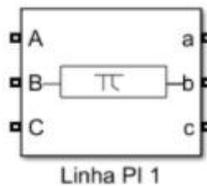


Figura 31: Bloco representativo da linha "PI" e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

8. Conjunto de elementos de medição

Em cada barramento foi conectado um conjunto de blocos de medição, a fim de possibilitar a análise da tensão e corrente em cada barra.

O bloco "RMS", realiza o cálculo do valor médio quadrático de uma senoide, obtendo como resultado o valor eficaz da magnitude de corrente.

O resultado do valor eficaz da magnitude de corrente pode ser visualizado através da janela de visualização nomeada de "Corrente_A_RMS (A)1".

O esquemático do conjunto de blocos de medição, para uma barra, pode ser observado a seguir:

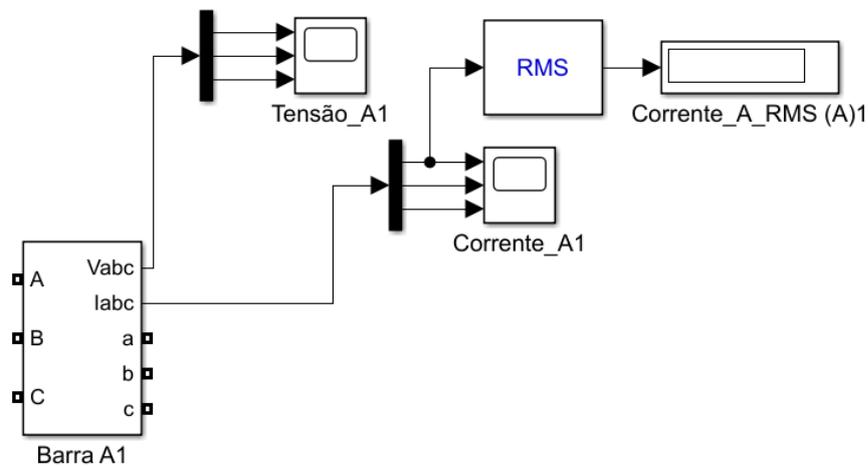


Figura 32: Conjunto de blocos de medição – Fonte: produzido pelos autores

Já os blocos "Scope", nomeados de "Tensão_A1" e "Corrente_A1", permitem, com um duplo clique, a visualização gráfica dos comportamentos das tensões e correntes no tempo.

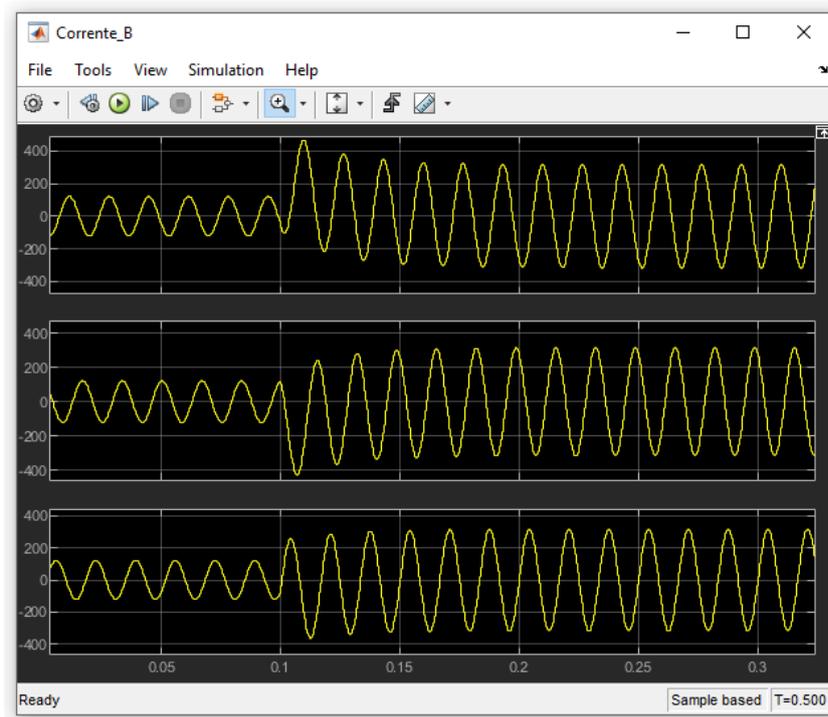


Figura 33: Exemplo de visualização da corrente na barra "B", em uma simulação de curto-circuito, através do bloco "Scope" – Fonte: produzido pelos autores

Exclusivamente para a barra "PCC", em que é realizada a conexão da geração distribuída com a rede da concessionária, é de extrema importância a análise do módulo e fase das sequências positiva, negativa e zero para a tensão e corrente. Para isso, utilizou-se o bloco "Sequence Analyzer"

Nele, é preciso determinar a componente harmônica. Determinando a componente harmônica $n=1$, o bloco computará as sequências na frequência fundamental, no caso para a simulação, de 60 Hz e, com $n=0$, é possível visualizar a componente DC das sequências.

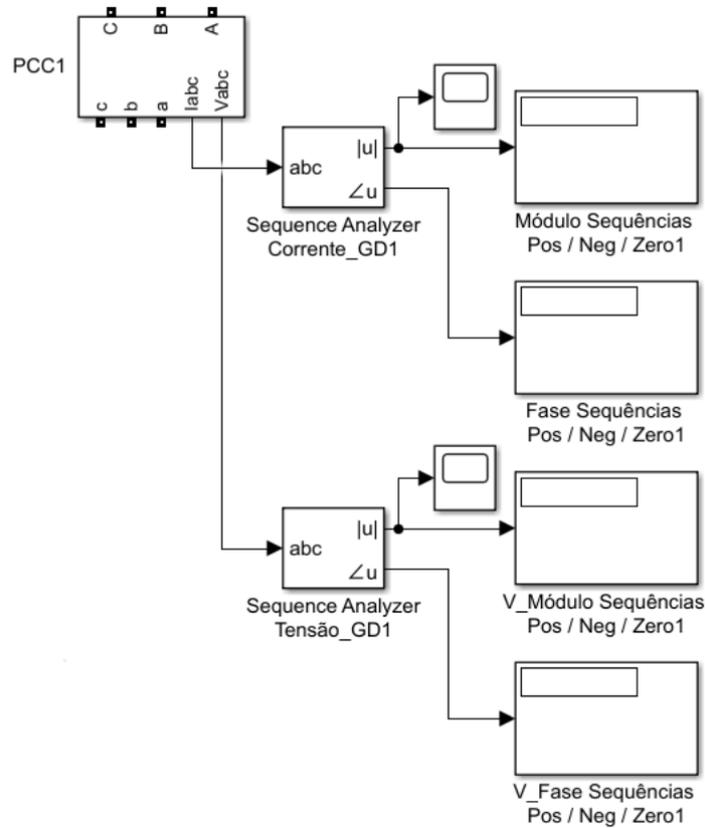


Figura 34: Conjunto de blocos de medição da barra "PCC" – Fonte: produzido pelos autores

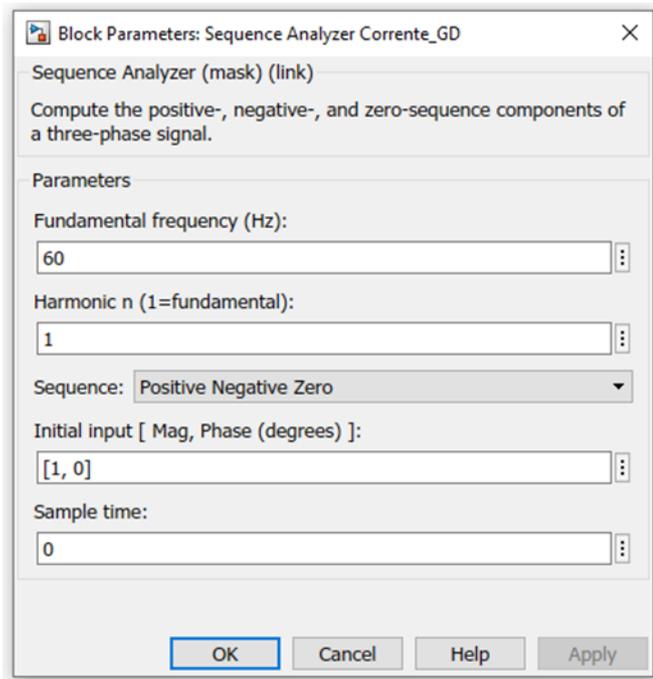


Figura 35: Parâmetros do bloco de medição "Sequence Analyzer" da barra "PCC" – Fonte: produzido pelos autores

9. Bloco para simulação de curto-circuito

Para a realização da simulação de qualquer tipo de curto-circuito, utilizou-se o bloco nomeado de "Curto-Circuito". Nos parâmetros deste bloco é possível selecionar quais fases estão envolvidas no curto com a presença, ou não, do terra, além de se determinar os parâmetros de impedância de falta.

Foi conectado a esse bloco um sinal "degrau", que indica em que momento da simulação o curto deve ocorrer. Para a simulação realizada especificou-se que o curto ocorre em 0.1 segundos.

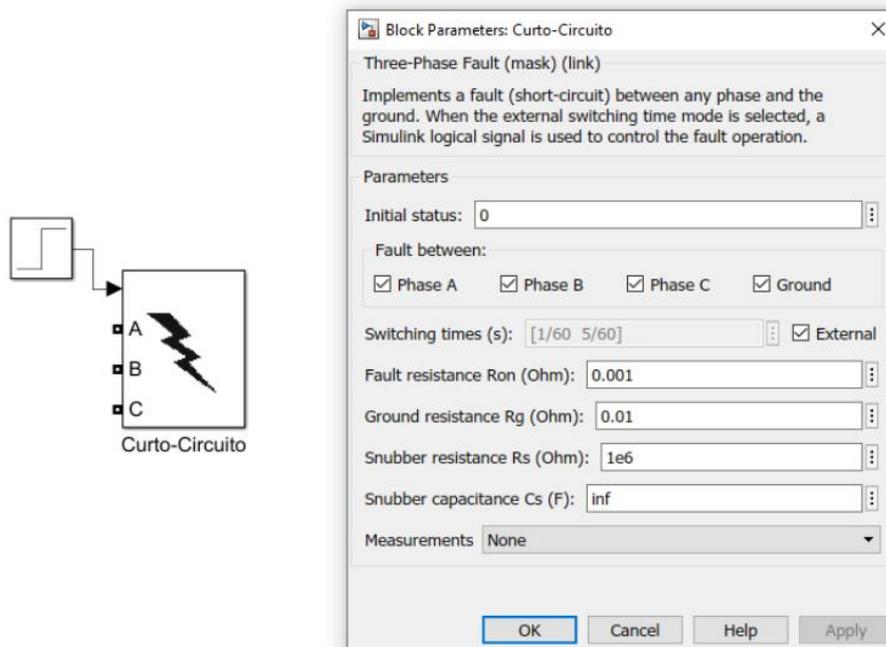


Figura 36: Bloco para simulação de curto-circuito e seus parâmetros – Fonte: produzido pelos autores

10. Esquemático do sistema desenvolvido

Após a implementação de todos os componentes do sistema e suas devidas conexões, a configuração completa do sistema de distribuição desenvolvido resultou no esquemático apresentado a seguir:

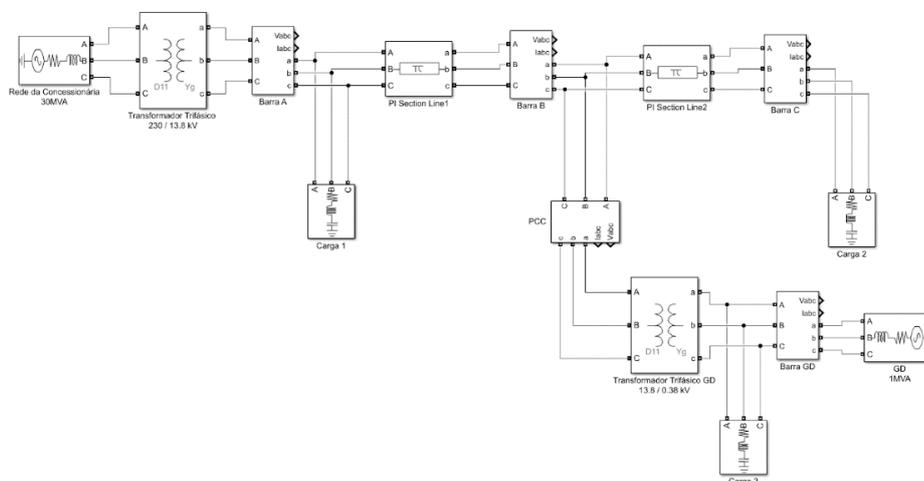


Figura 37: Esquemático da configuração da rede desenvolvida para simulação –Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo "Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation"

Com a implementação dos elementos responsáveis pelas medições das simulações, obteve o esquemático a seguir:

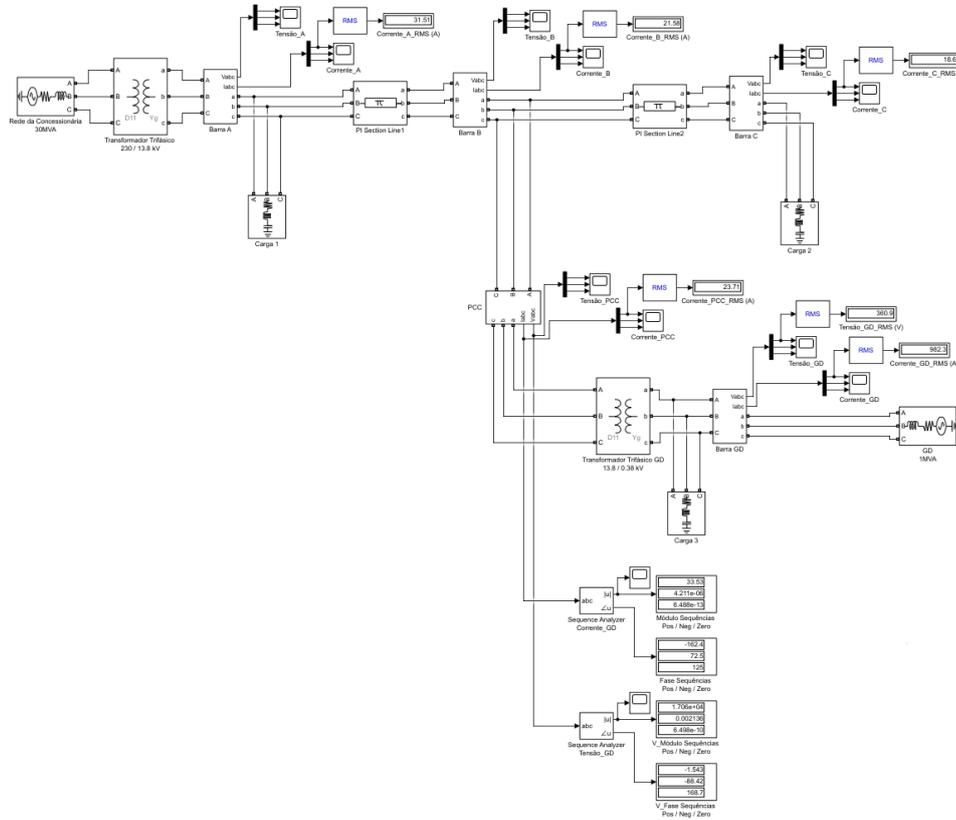


Figura 38: Configuração completa da rede desenvolvida para simulação – Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo "Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation"

6 Simulações

O desenvolvimento da rede de distribuição apresentada no Simulink possibilitou a realização de diversas simulações que permitem o maior entendimento de como a conexão de uma unidade GD altera a complexidade de uma rede.

a. Análise da operação da rede de distribuição com e sem a presença de geração distribuída

Com o objetivo de observar as alterações que a conexão de uma unidade de geração distribuída provoca em uma rede de distribuição, foram realizadas duas simulações com a rede em condições normais de operação, sendo a primeira simulação realizada sem a presença da GD e a segunda com a presença da unidade GD.

A partir dessas simulações, com a configuração da rede de acordo com o esquemático desenvolvido já apresentado e valores de parâmetros definidos no "Manual de Simulação", foram obtidos os seguintes valores de correntes de operação em cada barra da rede com e sem a presença da geração distribuída:

Tabela 10: Corrente de operação em cada barra obtida na simulação com e sem GD - Fonte: produzido pelos autores

Barra	Corrente de operação sem GD (A)	Corrente de operação com GD (A)
A	40,42	31,62
B	20,32	21,70
C	18,20	18,62

Por meio dos resultados obtidos, é possível observar que, em condições normais de operação, já ocorrem alterações nos valores das correntes de operação obtidas para a rede após a conexão da unidade de geração distribuída.

Isso ocorre porque a conexão da GD se torna uma nova contribuição para a alimentação da rede elétrica, provocando assim a redução da demanda de alimentação. A redução da corrente medida na barra "A" de 40,42 A para 31,62 A após a conexão da GD, comprova essa diminuição da demanda da alimentação principal da rede da concessionária.

Além disso, a corrente obtida na barra "B" demonstra o aumento de corrente que ocorre devido a contribuição da GD conectada nesta barra.

b. Análise de curto-circuito na rede de distribuição com e sem a presença de geração distribuída

A fim de se observar o impacto que a conexão de uma unidade de geração distribuída provoca nos níveis de curto-circuito em uma rede de distribuição, quando a rede sofre a ocorrência de um curto-circuito, foram realizadas diferentes simulações de curtos-circuitos trifásicos, por ser o tipo de curto-circuito mais significativo, na barra "C".

Para as simulações realizadas, foram consideradas diferentes situações de conexão da GD à rede da concessionária, alterando-se o valor de potência da geração da GD e seu ponto de conexão na rede.

Para todos os casos, utilizou-se o esquemático da rede apresentados a seguir:

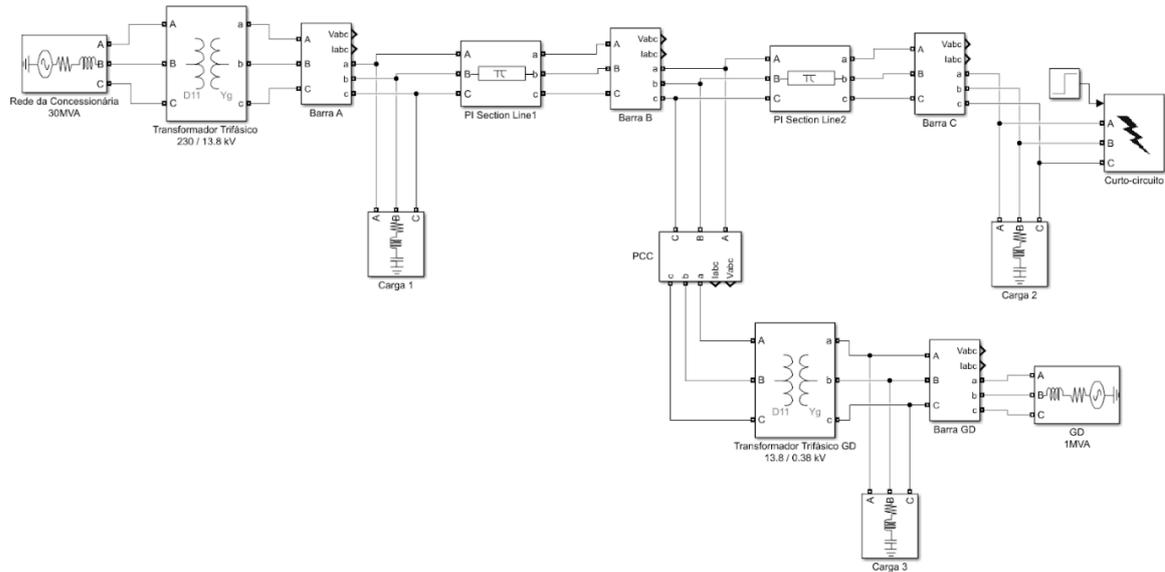


Figura 39: Simulação de curto-circuito na barra "c" – Fonte: produzido pelos autores, baseado no sistema apresentado no artigo "Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation"

Para o primeiro caso, considerou-se os parâmetros definidos no "Manual de Simulação", ou seja, uma unidade de geração distribuída de 1 MVA conectada à barra "B", com uma distância de 2 km da barra "C".

Os resultados obtidos na simulação do primeiro caso, com e sem a presença da GD, foram:

Tabela 11: Correntes obtidas em cada barra na simulação do 1º caso - Fonte: produzido pelos autores

1º Caso - Análise da corrente de curto-circuito na barra C		
Barra	Corrente medida sem GD (A)	Corrente medida com GD (A)
A	177,80	177,70
B	174,70	174,60
C	174,70	182,60

Para o segundo caso, a diferença entre as distâncias das barras "A", "B" e "C" foram alteradas, considerando-se a linha "A-B" com um comprimento de 50 km e a linha "B-C" com um comprimento de 25 km.

Os resultados obtidos na simulação do segundo caso, com e sem a presença da GD, foram:

Tabela 12: Correntes obtidas em cada barra na simulação do 2º caso - Fonte: produzido pelos autores

2º Caso - Análise da corrente de curto-circuito na Barra C		
Barra	Corrente medida sem GD (A)	Corrente medida com GD (A)
A	224,00	223,90
B	220,80	221,10
C	220,90	223,00

Para o terceiro caso, considerou-se uma unidade de geração distribuída de 5 MVA conectada à barra "B", considerando-se as mesmas distâncias de linha especificadas para o segundo caso, ou seja, considerando-se a linha "A-B" com um comprimento de 50 km e a linha "B-C" com um comprimento de 25 km.

Os resultados obtidos na simulação do terceiro caso, com e sem a presença da GD, foram:

Tabela 13: Correntes obtidas em cada barra na simulação do 3º caso - Fonte: produzido pelos autores

3º Caso - Análise da corrente de curto-circuito na Barra C (GD=5MVA; 50km/25km)		
Barra	Corrente medida sem GD (A)	Corrente medida com GD (A)
A	224,00	224,40
B	220,80	223,70
C	220,90	241,80

Nos três casos simulados, pode-se observar o aumento da corrente de falta na barra "C" após a conexão da unidade de geração distribuída na rede de distribuição. Para cada uma das situações apresentadas, a GD contribui da seguinte forma para esse aumento:

Tabela 14: Contribuição da GD para aumento da corrente de curto-circuito em cada caso simulado - Fonte: produzido pelos autores

Contribuição da GD para o aumento da corrente de curto-circuito na barra "C"	
1º caso	4,52%
2º caso	0,95%
3º caso	9,46%

Comparando-se o primeiro e o segundo caso simulados, pode-se observar que quanto mais a conexão da GD está próxima do ponto de falta, maior é a contribuição da GD para o aumento da corrente de curto-circuito.

Isso ocorre porque quanto mais próxima a GD se encontra da falta, menores serão as perdas elétricas no caminho entre a localização da GD até o ponto de falta. Assim, conseqüentemente, será maior a parcela de corrente que a GD contribui para a corrente de curto-circuito.

No terceiro caso, mantendo as mesmas distâncias de linhas simuladas para o segundo caso, pode-se observar que, apesar da GD estar conectada distante do ponto de falta, o aumento da capacidade de geração da GD é suficiente para aumentar significativamente a contribuição da GD no aumento da corrente de curto-circuito, chegando a ser superior a contribuição da situação do primeiro caso simulado.

Isso ocorre porque com o aumento da capacidade da GD, a diferença entre as magnitudes da potência disponível pela concessionária no trecho e da capacidade da unidade de geração distribuída diminui, favorecendo a contribuição da corrente provida pela GD no sistema.

Além disso, para o sistema desenvolvido, devemos considerar que o trecho de atuação da proteção da barra "B" deve ser dimensionado em coordenação com a proteção da barra "C", a fim de atuar como proteção de retaguarda em casos de falhas da proteção principal.

Para os três casos simulados, podemos observar a contribuição da GD na alteração da corrente medida na barra "B", conforme apresenta a tabela a seguir:

Tabela 15: Contribuição da GD na alteração da corrente de curto-circuito medida na barra "B" - Fonte: produzido pelos autores

Contribuição da GD na alteração da corrente de curto-circuito medida na barra "B"	
1º caso	0,06%
2º caso	0,14%
3º caso	1,31%

Para os casos simulados, a alteração da corrente de curto-circuito medida na barra "B" foi proporcional a contribuição da GD para o aumento da corrente de curto-circuito na barra "C", ou seja, quanto maior a contribuição da corrente provida pela GD no sistema, maior foram as alterações provocadas na corrente medida pela barra "B" e, conseqüentemente, maior o impacto nos parâmetros de proteção de retaguarda.

Dessa maneira, pode-se verificar que a conexão da GD na rede altera tanto os parâmetros de proteção na barra em que a falta ocorre, como os parâmetros de proteção que atuam como retaguarda para o local da falta.

7 Proposta de sistema de proteção na conexão da GD

Conforme mencionado anteriormente, o sistema de proteção de um sistema elétrico é todo especificado e parametrizado considerando-se o fluxo de potência unidirecional dos sistemas tradicionais de energia.

Por isso, a inserção de uma GD na rede torna necessária a adequação do sistema elétrico, a fim de garantir que o sistema de proteção continue sendo capaz de proporcionar a segurança adequada ao sistema, mesmo após a conexão de uma unidade de geração distribuída na rede.

Para o sistema em estudo, foi desenvolvida uma proposta de sistema de proteção na conexão da GD, considerando os dispositivos de proteção mais comumente exigidos pelas concessionárias de energia, conforme a listagem abaixo:

Tabela 16: Dispositivos de proteção utilizados na proposta de sistema de proteção - Fonte: produzido pelos autores

Dispositivo	Denominação
25	Relé de verificação de sincronismo ou sincronização
27	Relé de subtensão
50/50N	Relé de sobrecorrente instantâneo
51/51N	Relé de sobrecorrente temporizado
59	Relé de sobretensão
67	Relé direcional de sobrecorrente

a. Diagrama unifilar do sistema proposto

No modelo de proteção proposto para o sistema desenvolvido, foi primeiramente necessário, para assegurar a devida segurança ao sistema, inserir logo após a saída do gerador as unidades de proteção 25, 27 e 59 juntamente de disjuntores seccionadores.

Para injetar energia na rede da concessionária, a mesma exige que os parâmetros de tensão, módulo e fase, e frequência entre a saída do gerador e a rede elétrica estejam sincronizados. Assim, o relé de proteção de verificação de sincronismo do gerador (ANSI 25) foi utilizado para supervisionar os modos de operação e evitar danos ao gerador.

Além disso, as proteções ANSI 27 e 59 foram aplicadas para o controle de queda de tensão ou tensão muito elevada entre o gerador e a tensão fornecida pela concessionária.

Dessa forma, o gerador estará protegido para desregulação de tensão fornecida pela rede e, também, evitará que o gerador funcione em ilhamento em caso de interrupção de energia da rede da concessionária.

O diagrama unifilar, contendo, até o momento, apenas os dispositivos mencionados, pode ser observado a seguir:

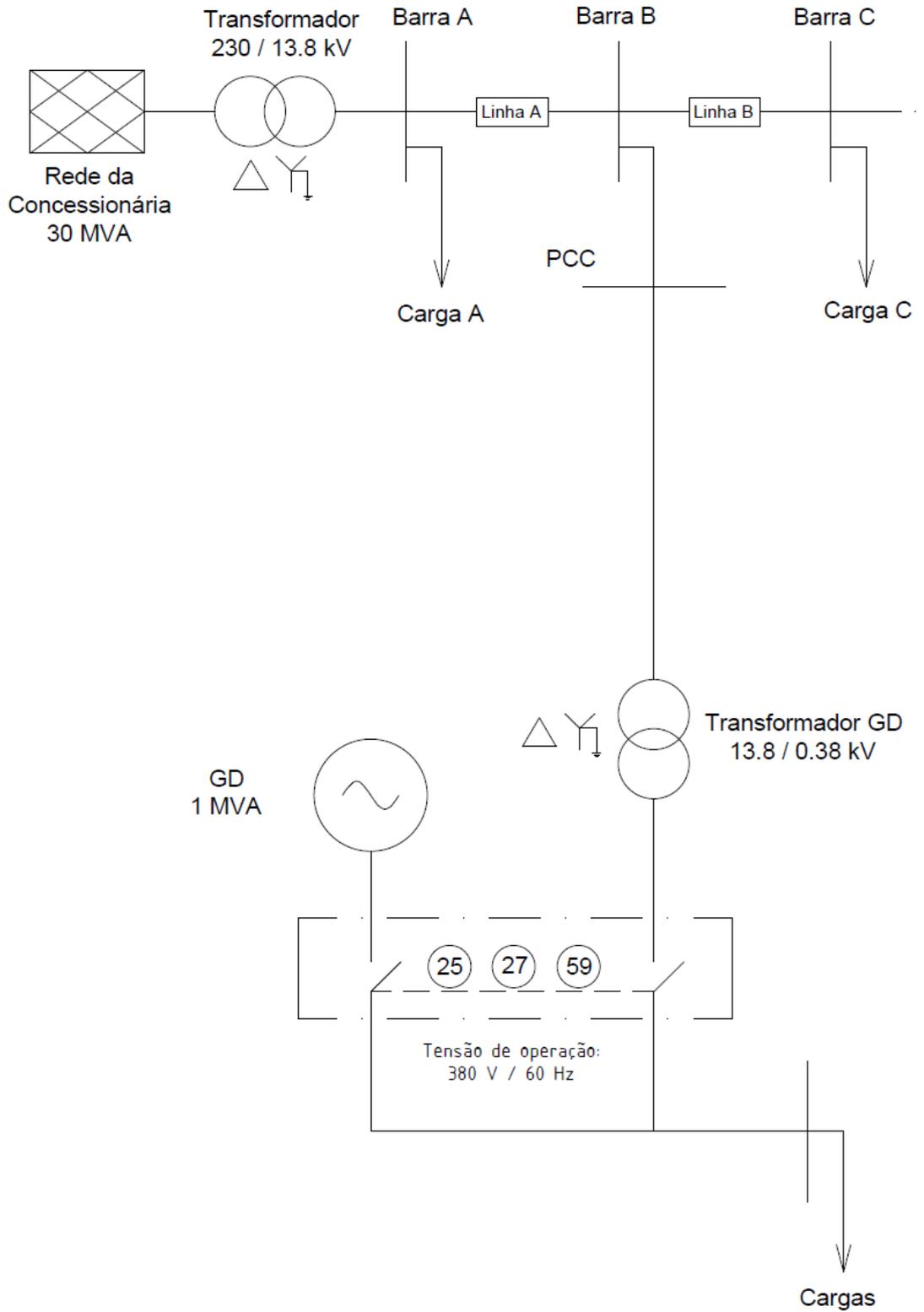


Figura 40: Diagrama unifilar parcial do sistema de proteção proposto - Fonte: adaptação produzida pelos autores, baseado no documento da COPEL, "Geração Própria – Operação em Paralelismo Momentâneo"

Para a proteção de sobrecorrente em casos de curtos-circuitos causados na GD, foram aplicadas as unidades de proteção ANSI 50, 51, 50N e 51N no ponto de conexão do sistema de geração distribuída com a rede elétrica.

Complementarmente, também foi necessário inserir a unidade de proteção ANSI 67 (relé direcional de sobrecorrente) para a proteção da contribuição de corrente de curto-circuito provida pelo gerador no caso de ocorrências de contingência na rede da concessionária próximo do barramento de conexão.

O diagrama unifilar completo, contendo todos os dispositivos de proteção para conexão da GD, pode ser observado a seguir:

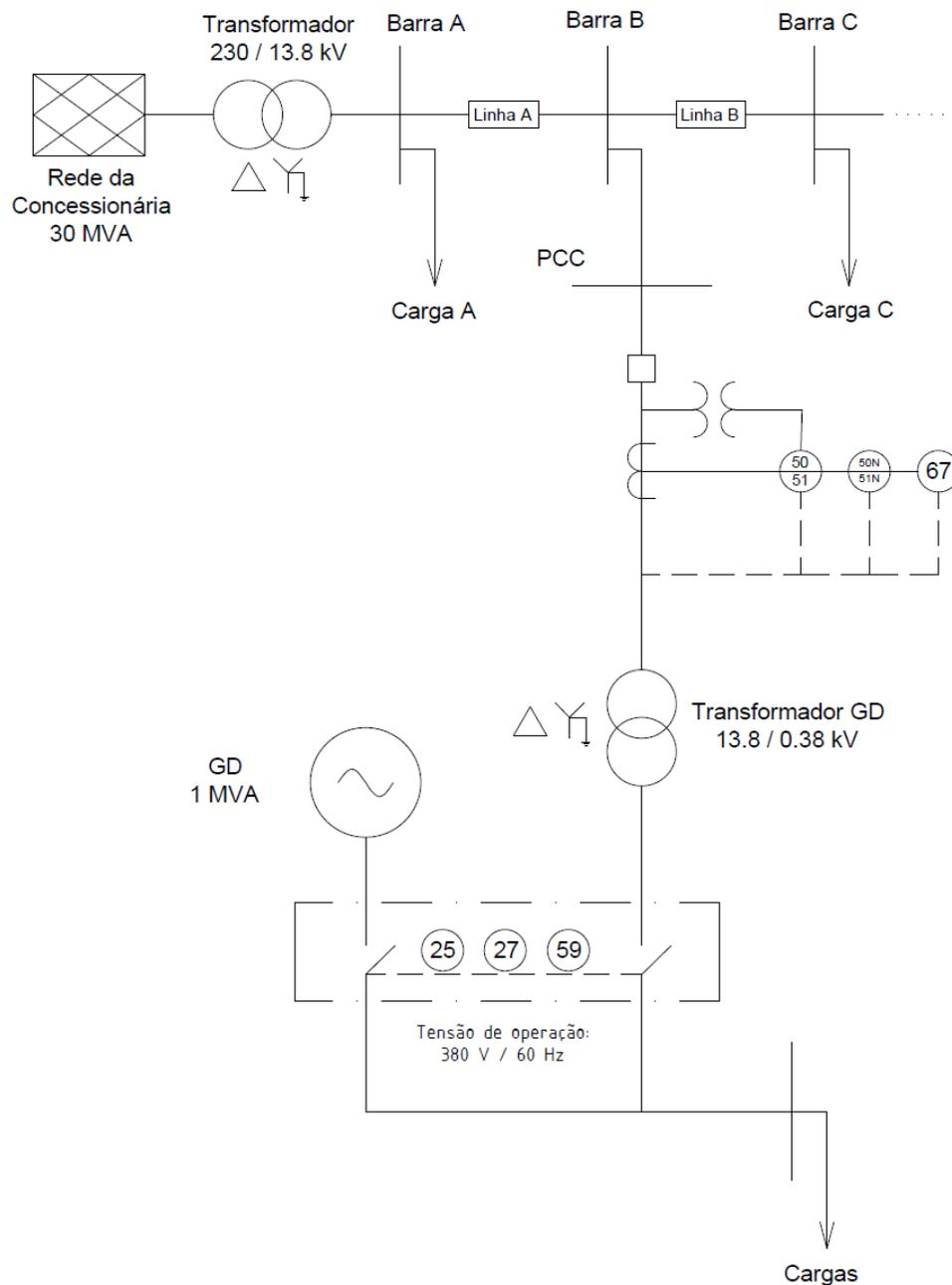


Figura 41: Diagrama unifilar completo do sistema de proteção proposto - Fonte: produzido pelos autores, baseado no documento da COPEL, "Geração Própria - Operação em Paralelismo Momentâneo"

b. Dimensionamento do sistema proposto

Após definido os dispositivos utilizados e seus pontos de conexão, foi possível realizar o dimensionamento de cada dispositivo individualmente a fim de garantir a devida proteção do sistema.

1. Dimensionamento do TC

Primeiramente, para o correto dimensionamento dos equipamentos de proteção de sobrecorrente, foi necessário determinar a corrente nominal do TC do sistema.

Para o devido dimensionamento, a corrente nominal (I_{nom}) deve ser maior que a corrente de operação (I_{op}) na área de atuação, cujo valor foi obtido através da simulação resultando em 23,7 A.

$$I_{nom} > I_{op} \quad (13)$$

$$I_{nom} > 23,70 \quad (14)$$

$$I_{nom} = 25 \text{ A} \quad (15)$$

Dessa forma, determinou-se uma corrente nominal do TC de 25 A.

Outro parâmetro que deve ser dimensionado é a corrente de pico máxima ($I_{p\ max}$) do TC, que suporta no máximo 1 segundo até que ocorra a atuação do relé conjuntamente com o acionamento do disjuntor.

O valor da corrente de pico máxima deve ser maior que a corrente de curto-circuito trifásica na área de atuação (I_{3cc}) podendo, por padrão, esse valor ser dimensionado como 20 vezes o valor da corrente nominal.

$$I_{p\ max} > I_{3cc} \quad (16)$$

$$I_{p\ max} = 20 \cdot 25 = 500 \text{ A} \quad (17)$$

$$I_{p\ max} = 500 \text{ A} > 177 \text{ A} \quad (18)$$

A relação de transformação da corrente nominal (RTC) foi dimensionada de forma que a corrente nominal no secundário do TC seja de 5 A.

$$RTC = 25 : 5 \quad (19)$$

2. Dimensionamento das unidades 51 e 50

Com a determinação dos parâmetros do TC, é possível dimensionar a corrente mínima de atuação das unidades de proteção de sobrecorrente.

Primeiramente, calculou-se a corrente mínima de atuação ($I_{AT\ min}$) para a unidade 51 temporizada, considerando-se que:

- ❖ A corrente mínima de atuação deve ser maior que a corrente de operação (I_{op}) na região de atuação multiplicada por um fator de sobrecarga (f_c), determinado como 20%.

- ❖ A corrente mínima de atuação deve ser menor que a corrente de curto-circuito bifásico (I_{2cc}), pois a unidade 51 é sensível às correntes de fase.

Esses valores são divididos por RTC , pois o relé está conectado no lado secundário do TC.

$$\frac{I_{op} \cdot f_c}{RTC} < I_{AT \min} < \frac{I_{2cc}}{RTC} \quad (20)$$

Considerando um fator de sobrecarga de 20%, obtemos:

$$\frac{23,70 \cdot 1,20}{5} < I_{AT \min} < \frac{145,10}{5} \quad (21)$$

$$5,69 < I_{AT \min} < 29,02 \quad (22)$$

$$I_{AT \min} = 7 \text{ A} \quad (23)$$

Já a unidade 50 instantânea deve ser dimensionada a fim de atuar próximo de 80% da região protegida para o curto-circuito trifásico.

$$I_{AT \min} \geq \frac{I_{3cc} \cdot 0,8}{RTC} \quad (24)$$

$$I_{AT \min} \geq 28,40 \quad (25)$$

$$I_{AT \min} = 28,40 \quad (26)$$

Dessa forma, o comportamento da corrente mínima de atuação pelo tempo de atuação das unidades 50 e 51 pode ser observado no gráfico a seguir:

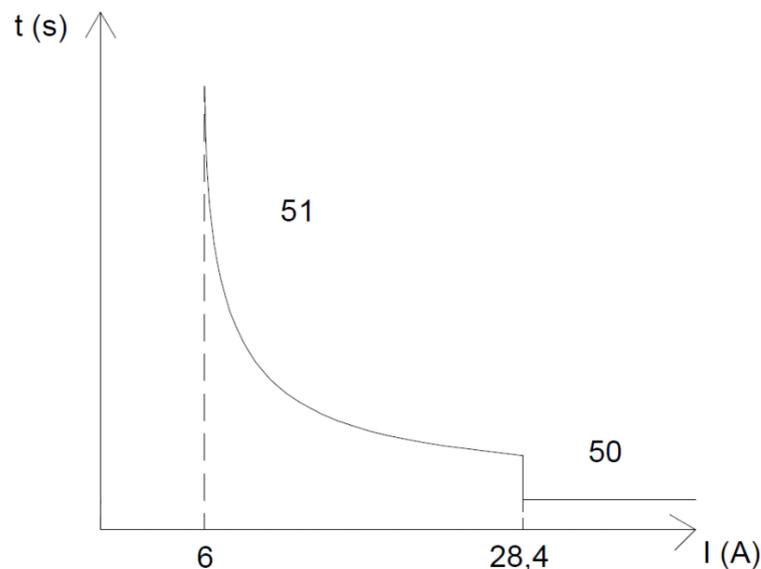


Figura 42: Comportamento da corrente mínima de atuação das unidades 50 e 51 pelo tempo - Fonte: produzido pelos autores

3. Dimensionamento das unidades 51N e 50N

A corrente mínima de atuação da unidade 51N foi calculada considerando que:

- ❖ A corrente mínima de atuação deve ser maior que a corrente de operação (I_{op}) na região de atuação multiplicada por um fator de desequilíbrio da rede (f_d), determinado, neste caso, com o valor de 0,10.
- ❖ A corrente mínima de atuação deve ser menor que a corrente de curto-circuito monofásico (I_{1cc}), pois a unidade 51N é sensível às correntes residuais.

$$\frac{I_{op} \cdot f_d}{RTC} < I_{AT \min} < \frac{I_{1cc}}{RTC} \quad (27)$$

$$\frac{23,70 \cdot 0,10}{RTC} < I_{AT \min} < \frac{105,40}{5} \quad (28)$$

$$0,47 < I_{AT \min} < 21,08 \quad (29)$$

$$I_{AT \min} = 0,50 \text{ A} \quad (30)$$

A unidade 50N instantânea deve ser dimensionada a fim do valor da corrente de atuação instantânea ($I_{AT \text{ INST}}$) atuar próximo de 80% da região protegida para o curto-circuito monofásico.

$$I_{AT \text{ INST}} \geq \frac{I_{3CC} \cdot 0,80}{RTC} \quad (31)$$

$$I_{AT \text{ INST}} \geq 16,86 \text{ A} \quad (32)$$

$$I_{AT \text{ INST}} = 16,90 \text{ A} \quad (33)$$

O comportamento da corrente mínima de atuação pelo tempo de atuação das unidades 50N e 51N pode ser observado no gráfico a seguir:

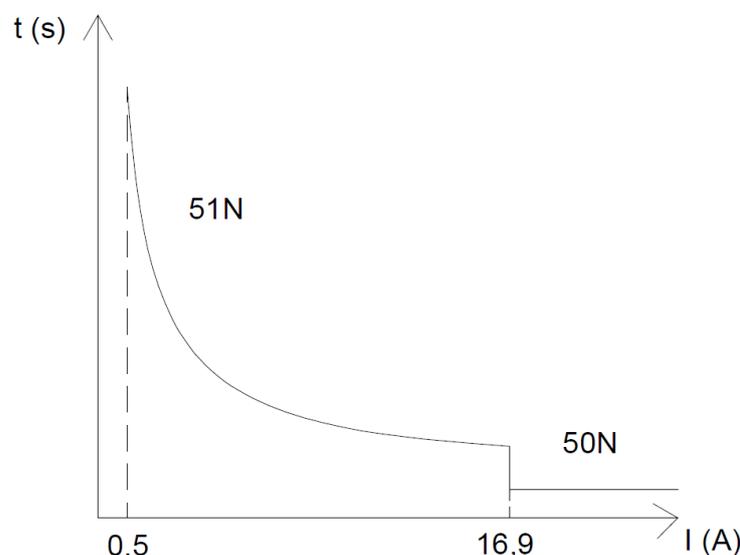


Figura 43: Comportamento da corrente mínima de atuação das unidades 50N e 51N pelo tempo - Fonte: produzido pelos autores

4. Dimensionamento do TP e relé direcional 67 em conjunto com uma unidade 51

Para a proteção da contribuição de corrente de curto-circuito da GD em direção a rede da concessionária, no caso de ocorrências de contingência, foi utilizado um relé direcional atuando em conjunto com um relé de unidade 51.

Para a operação do relé direcional, deve ser acoplado um TP à linha da rede para análise de direcionalidade do relé. Este transformador de potencial foi dimensionado com a tensão primária 13.8 kV e secundária de 115 V, ou seja, RTP com valor de 120.

Considerando que as faltas nas linhas de distribuição são em sua maioria indutivas, pode-se considerar que a corrente de falta se atrasa um valor de aproximadamente 90° da tensão. Assim, os ângulos factíveis para as faltas se localizam em torno de $-\pi/2$ para faltas na direção direta e em torno de $\pi/2$ para faltas em direção reversa.

Portanto, o princípio de operação do relé direcional pode ser descrito com o ângulo entre o fasor de referência e a corrente de falta atuando da seguinte maneira:

$$-\pi \leq \theta \leq 0, \text{ o relé opera} \quad (34)$$

$$0 \leq \theta \leq \pi, \text{ o relé bloqueia} \quad (35)$$

A unidade 51 atuando em conjunto com o relé direcional pode ser dimensionada considerando que a corrente mínima de atuação ($I_{AT\ min}$) para a unidade 51 temporizada, deve ser dimensionada considerando:

- ❖ A corrente mínima de atuação deve ser maior que a corrente de operação (I_{op}) na região de atuação multiplicada por um fator de sobrecarga (f_c), determinado como 20%.
- ❖ A corrente mínima de atuação deve ser menor que a corrente no ponto de conexão para um curto-circuito bifásico (I_{2cc}) ocorrido na rede próxima ao barramento de conexão.

$$\frac{I_{op} \cdot f_c}{RTC} < I_{AT\ min} < \frac{I_{2cc}}{RTC} \quad (36)$$

$$\frac{23,70 \cdot 1,20}{RTC} < I_{AT\ min} < \frac{33,39}{5} \quad (37)$$

$$5,69\ A < I_{AT\ min} < 6,68\ A \quad (38)$$

$$I_{AT\ min} = 6\ A \quad (39)$$

8 Considerações finais

O estudo apresentado introduz de maneira didática os conceitos de geração distribuída, contemplando as principais fontes de energia utilizadas, suas classificações e benefícios técnicos, econômicos e ambientais.

A simulação de operação do sistema desenvolvido proporcionou a visualização de como a conexão de uma unidade de geração distribuída altera os parâmetros de operação da rede mesmo em condições normais de operação.

Além disso, as simulações de curto-circuito realizadas no sistema proporcionam a visualização de resultados práticos e precisos de como os níveis de curto-circuito de uma rede são alterados pela conexão de uma GD.

As comparações entre os resultados dos diferentes casos considerados possibilitaram o entendimento de que a potência de geração da GD e a distância de sua conexão em relação ao ponto de contingência são fatores que alteram diretamente a parcela de contribuição da GD no aumento das correntes de curto-circuito.

A junção destes conhecimentos é de extrema importância para que se compreenda a importância da necessidade de adequação do sistema de proteção do sistema elétrico no caso de conexão de uma nova unidade GD, a fim de garantir que o sistema de proteção atenda as adequações exigidas legalmente pelas concessionárias de energia e, assim, continue capaz de proporcionar a segurança adequada ao sistema.

Por fim, por meio da utilização dos principais dispositivos de proteção exigidos pelas concessionárias, no caso de conexão de uma GD, pode-se exemplificar como deve-se realizar a devida adequação do sistema de proteção por meio da proposta de proteção apresentada para o sistema em estudo.

Analisando todos os aspectos abordados e os resultados adquiridos, o trabalho apresentado contribuiu para um maior entendimento e conhecimento sobre como a conexão de uma GD aumenta a complexidade de uma rede, alterando os níveis de curto-circuito no sistema, e como o sistema de proteção deve ser ajustado para se adequar a essas alterações.

Referências

- [1] Luiz Cera Zanetta Jr, "Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência", 2006.
- [2] Prof. C. Medeiros, "Curtos-Circuitos Trifásicos no Sistema Elétrico", 2017.
- [3] Prof. Esp. W. C. de Oliveira, "Qual é o tipo de curto-circuito mais comum em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica?", 2020.
- [4] F. Sato, W. Freitas, "Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica." – 1. ed. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.
- [5] P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, "Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, p. 3420-3428, 2013.
- [6] D. M. B. Matos, J. P. S. Catalão, "Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1", 2013.
- [7] D. A. Pinheiro, "Cálculo de correntes de curto-circuito e ajuste dos relés de proteção em microrredes", 2018.
- [8] IEEE Std 1547.4-2011, "IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems With Electric Power Systems" IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers, Jul. 2011.
- [9] D. Amaral, C. Pereira, S. M. Silva, "Cálculo de Correntes de Curto-Circuito e Ajuste dos Relés de Proteção em Microredes", XV-CEEL Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, Nov. 2017.
- [10] IEEE Std 1547.4-2011, "IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems With Electric Power Systems" IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers, Jul. 2011.
- [11] ANEEL, "Resolução Normativa 482", ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Abril, 2012.
- [12] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição", ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Março, 2016.
- [13] B. Rezende, "Plantas de geração distribuída e seus requisitos de proteção para acesso à rede", 2017.
- [14] J. E. Rocha "Qualidade da Energia Elétrica". Departamento de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Curitiba, 2016.
- [15] S. Carlos, "Metodologia para a coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica", 2015.
- [16] D. M. Leme, M. A. da Cunha, T. A. Pitocco, W. C. Rizzardi, "Sistemas de proteção de distribuição de energia elétrica", 2013.
- [17] J. Mamede, "Manual de equipamentos elétricos. Rio de Janeiro: LTC", 2005.
- [18] A. C. Caminha, "Introdução à Proteção dos Sistemas elétricos", Porto Alegre, SAGRA, 1988.
- [19] L. G. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan, "Practical Power Systems Protection", 2004.
- [20] P. M. Anderson, "Power system protection", New York: Ed. McGraw-Hill, 1999.

- [21] IEEE Std C37.2-2008, "IEEE Standard of Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations" IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers, p.1-56, 2003.
- [22] T. S. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh, "Fault Current Coefficient and Time Delay Assignment for Microgrid Protection System with Central Protection Unit", IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 2, pp. 598-606, 2013.
- [23] A. Bidram, A. Davoudi, "Hierarchical Structure of Microgrids Control System", IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3, no. 4, pp. 1963-1976, Dec. 2012.
- [24] E. Giuliani, "Análise da influência da geração distribuída na proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica", 2018.
- [25] J. Mamede, "Proteção de sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro: LTC", 2005.
- [26] S. Katyara, L. Staszewski, H. A. Musavi, F. Soomro, "Short Circuit Capacity: A Key to Design Reliable Protection Scheme for Power System with Distributed Generation", 2017.
- [27] COPEL, "Geração Própria – Operação em Paralelismo Momentâneo", COPEL - Companhia Paranaense de Energia, Dezembro, 2011.