

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CÂMPUS CURITIBA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**IVAN MEURER XAVIER
RENNAN ZANON BALDUINO**

**EFEITOS DA CONEXÃO DE MICRORREDES SOBRE OS FUSÍVEIS DE
PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**CURITIBA
2019**

**IVAN MEURER XAVIER
RENNAN ZANON BALDUINO**

**EFEITOS DA CONEXÃO DE MICRORREDES SOBRE OS FUSÍVEIS DE
PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Professora Dra. Nastasha Salame da Silva

**CURITIBA
2019**

IVAN MEURER XAVIER
RENNAN ZANON BALDUINO

EFEITOS DA CONEXÃO DE MICRORREDES SOBRE OS FUSÍVEIS DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 24 de junho de 2019.

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarien Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Nastasha Salame da Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientadora

BANCA EXAMINADORA

Nastasha Salame da Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Fabiano Gustavo Silveira Magrin, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Ulisses Chemim Netto, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica.

RESUMO

XAVIER, Ivan M.; BALDUINO, Rennan Z. **Efeitos da conexão de microrredes sobre os fusíveis de proteção de redes de distribuição.** 2019. 102 f. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

A diversificação das fontes de geração dentro da matriz energética criou a tendência de aproximar as unidades de geração dos consumidores, conferindo maior resiliência e versatilidade às redes de distribuição. Microrredes surgem como uma possibilidade futura de integração entre carga e geração no sistema elétrico de potência, sendo que seu uso e implementação exigem ainda uma pesquisa profunda. O esquema de proteção adotado nas redes de distribuição não foi concebido considerando a presença de geração de energia nas suas proximidades e, portanto, a conexão de microrredes causa impactos no seu funcionamento. O objetivo deste trabalho é contextualizar, caracterizar e definir uma microrrede, além de avaliar, de forma computacional, o funcionamento dos fusíveis da rede de distribuição com uma microrrede conectada, na ocorrência de um curto-circuito fase-terra. Foram modeladas uma rede de distribuição e uma microrrede de teste no *software PowerFactory*, sendo então realizados estudos de curto-circuito para avaliar o comportamento dos fusíveis. Conclui-se que a presença da microrrede resulta no rompimento indevido de fusíveis em locais da rede de distribuição próximos da microrrede. A desconexão da microrrede no momento de uma falta na rede de distribuição impediria que a falta permanecesse alimentada pela microrrede.

Palavras-chave: Microrrede; Geração Distribuída; Rede de Distribuição; Sistema de Proteção; Fusível

ABSTRACT

XAVIER, Ivan M.; BALDUINO, Rennan Z. **Effects of microgrid connection on the protection fuses of distribution networks.** 2019. 102 f. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

The diversification of generation sources inside of our energy mix, created the tendency of getting the energy sources and its consumers closer, providing greater resilience and versatility to the distribution networks. Microgrids emerges as a future possibility of integration between load and generation in power systems. Its uses and implementation still demand in-depth research. The protection scheme adopted in distribution networks was not conceived considering the presence of power generation in its vicinity and, therefore, the connection of microgrids causes some impacts on its operation. The goal of this research is to contextualize, characterize and define a microgrid, and evaluate, using computational methods, the behavior of the distribution network fuses in the presence of a phase to ground short circuit when a microgrid is connected to the network. A test distribution network and a microgrid were built using the PowerFactory software, and then different fault tests were performed to evaluate the behavior of the fuses. It is concluded that the presence of the microgrid causes the undue breaking of fuses at network distribution sites near the microgrid. Disconnection of the microgrid during a fault in the distribution network would prevent the fault from being fed by the microgrid.

Keywords: Microgrid; Distributed Generation; Distribution Network; Protection System; Fuse

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de arquitetura de uma microrrede	19
Figura 2 - Unidades de geração em uma microrrede	21
Figura 3 - Classificação de microrredes dos Estados Unidos	23
Figura 4 - Configuração de uma Microrrede Industrial	24
Figura 5 - Fluxograma da proteção adaptativa baseada em parâmetros pré-calculados	41
Figura 6 - Atuação da Proteção Adaptativa em Tempo Real	43
Figura 7 - Topologia básica da rede de testes de 13 barras da IEEE	46
Figura 8 - Espaçamento entre os condutores da rede de distribuição	48
Figura 9 - Localização dos fusíveis da rede de distribuição	55
Figura 10 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652 da rede de distribuição ...	56
Figura 11 - Topologia básica da microrrede de testes	57
Figura 12 - Esquema básico do circuito com a microrrede conectada à barra 652...	62
Figura 13 - Fluxo de potência na região próxima da microrrede	62
Figura 14 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652 da rede de distribuição ...	63
Figura 15 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652 após a abertura do fusível 684-652	64
Figura 16 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 684 da rede de distribuição ...	65
Figura 17 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 684 após a abertura do fusível 671-684	66
Figura 18 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 611 da rede de distribuição ...	67
Figura 19 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 671 da rede de distribuição ...	69
Figura 20 - Esquema básico do circuito com a microrrede conectada à barra 646...	70
Figura 21 - Fluxo de potência na região da rede de distribuição próxima da microrrede	71
Figura 22 - Curto-circuito fase-terra mínimo na linha 632-645 da rede de distribuição	72
Figura 23 - Curto-circuito fase-terra mínimo na linha 632-645 após a abertura do fusível 632-645	73
Figura 24 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 646 da rede de distribuição ...	74
Figura 25 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 646 após a abertura do fusível 645-646	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras	27
Tabela 2 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	28
Tabela 3 - Tensão nas barras da rede de distribuição	47
Tabela 4 - Características dos condutores da rede de distribuição	48
Tabela 5 - Impedância calculada para os condutores da rede de distribuição	51
Tabela 6 - Características das linhas da rede de distribuição	51
Tabela 7 - Localização e características das cargas da rede de distribuição.....	52
Tabela 8 - Características dos bancos de capacitores da rede de distribuição.....	52
Tabela 9 - Dados do transformador da rede de distribuição	52
Tabela 10 - Lista de fusíveis utilizados no estudo de simulação	53
Tabela 11 - Corrente de operação normal dos ramais da rede de distribuição	54
Tabela 12 - Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo dos ramais da rede de distribuição	54
Tabela 13 - Fusíveis utilizados nos ramais da rede de distribuição	54
Tabela 14 - Tensão nas barras da microrrede	58
Tabela 15 - Características das linhas da microrrede	58
Tabela 16 - Localização e características das cargas da microrrede.....	59
Tabela 17 - Localização e características de geração dos geradores da microrrede	59

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBEE	Companhia Brasileira de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DMS	<i>Distribution Management System</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MC	<i>Microsource Controller</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	10
1.1	TEMA	11
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	12
1.3	PROBLEMA E PREMISSAS	13
1.4	OBJETIVOS	14
1.4.1	OBJETIVO GERAL	14
1.4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
1.5	JUSTIFICATIVA	14
1.6	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	15
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
2.	MICRORREDES	17
2.1	O QUE É UMA MICRORREDE?	17
2.2	CARACTERÍSTICAS DE MICRORREDES	18
2.2.1	MODOS DE OPERAÇÃO DE MICRORREDES.....	20
2.2.2	TIPOS DE GERAÇÃO ENCONTRADAS EM MICRORREDES	20
2.3	MICRORREDES RESIDENCIAIS E INDUSTRIAIS	23
2.4	MICRORREDES NO BRASIL	25
2.5	PONTOS FORTES E DESAFIOS DAS MICRORREDES	29
3.	SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DE MICRORREDES	31
3.1	TOPOLOGIA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONVENCIONAIS	31
3.2	PROTEÇÃO CONVENCIONAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	32
3.2.1	PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS USADOS NA PROTEÇÃO CONVENCIONAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	34
3.2.1.1	Elos fusíveis	35
3.2.1.2	Religadores	35
3.2.1.3	Disjuntores acionados por relés de sobrecorrente	36
3.2.2	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	37
3.3	SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE MICRORREDES	38
3.3.1	PROTEÇÃO ADAPTATIVA.....	40
3.4	CONCLUSÃO	42
4.	MODELAGEM DA REDE E ESTRUTURA DE SIMULAÇÃO	44
4.1	OBJETIVO DO ESTUDO DE SIMULAÇÃO	44
4.2	O SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY	45

4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO SIMULADA.....	45
4.3.1	PARÂMETROS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	47
4.3.2	PROTEÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	53
4.4	MICRORREDE SIMULADA	56
4.4.1	PARÂMETROS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO DA MICRORREDE.....	57
4.5	OPERAÇÃO DO SISTEMA.....	59
5.	DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	61
5.1	SISTEMA COM A MICRORREDE CONECTADA NA BARRA 652.....	61
5.1.1	CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 652.....	63
5.1.2	CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 684.....	65
5.1.3	CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 611.....	67
5.1.4	CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 671.....	68
5.2	SISTEMA COM A MICRORREDE CONECTADA NA BARRA 646.....	70
5.2.1	CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA LINHA 632-645	71
5.2.2	CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 646.....	73
5.3	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	75
6.	CONCLUSÃO	77
	REFERÊNCIAS.....	79
	APÊNDICE A – LICENÇA DO <i>POWERFACTORY</i>	85
	APÊNDICE B – CURVAS DE TEMPO POR CORRENTE DOS FUSÍVEIS MODELADOS	90
	APÊNDICE C – FLUXO DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO SEM A MICRORREDE	93
	APÊNDICE D – FLUXO DE POTÊNCIA DA MICRORREDE OPERANDO DE FORMA ILHADA.....	95
	APÊNDICE E – FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA COMPLETO COM A MICRORREDE CONECTADA À BARRA 652 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	97
	APÊNDICE F – FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA COMPLETO COM A MICRORREDE CONECTADA À BARRA 646 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	100

1. INTRODUÇÃO

A partir da primeira metade do século XX, com os países economicamente focados na indústria, deu-se o início dos investimentos em unidades geradores de energia no Brasil. No ano de 1883, entrou em operação a primeira usina hidrelétrica no país, no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, localizado na cidade de Diamantina (CAMINHOS, 1999). Em 1909, foi criada a Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) e, em 1912, a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). Neste mesmo período houve a entrada de duas grandes empresas estrangeiras no país, a *Railway Light and Power Company*, uma empresa canadense, e a *American and Foreign Power Company*, estadunidense, que desde a virada do século começaram seus empreendimentos no país (GOMES et al., 2002).

Após a criação da CBEE e da CPFL, o número de unidades hidrelétricas aumentou em ritmo acelerado, isso porque a instalação da energia elétrica no país ocorreu em períodos políticos de revolução econômica e social. O desenvolvimento do sistema elétrico de potência brasileiro contou com a ajuda desde os grandes cafeicultores até as grandes indústrias, já na segunda metade do século XX (GOMES et al., 2002).

Vinte e dois anos depois da criação da CPFL, os empreendimentos elétricos eram muitos, a ponto da *Railway* tomar conta de todo o sistema elétrico da cidade de São Paulo. Com a clara dominação da empresa, em 1934 o governo brasileiro instaurou o Código de Águas, vigente até hoje, para regulamentar o mercado elétrico brasileiro. Além do Código de Águas, atribui-se grande sucesso ao então presidente Getúlio Vargas pela criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), o Ministério das Minas e Energia (MME) e as Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras) em 1954, no seu segundo mandato (ALBUQUERQUE, 2008).

Percebe-se pela história, o grande crescimento do setor elétrico brasileiro em paralelo com o grande crescimento industrial; como fora com Getúlio, foi com Juscelino Kubitschek, que continuou com um plano desenvolvimentista, atraindo capital externo para o Brasil. Sua mais notável ação no setor elétrico brasileiro foi a criação de Furnas Centrais Elétricas (Furnas), assim como o surgimento da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Após o governo de Juscelino Kubitschek, o país assistiu estagnação no setor elétrico e, entre as décadas de 60 e

90, a estatização do setor, com a criação dos grupos Eletrosul e Eletronorte. A Eletrosul, juntamente com o governo brasileiro e o governo paraguaio, responsável pela construção da Usina de Itaipu, no Paraná, por meio da Itaipu Binacional. Enquanto a Eletronorte, foi responsável pela construção da Usina do Tucuruí no Pará (ALBUQUERQUE, 2008).

No meio e final da década de 90, a desestatização do setor elétrico brasileiro foi facilitada pelos governos dos ex-presidentes Fernando Collor, Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso. As concessionárias federais foram vendidas e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em 1996. Neste mesmo ano, o governo federal passou a seguir um plano traçado com a consultora inglesa *Coopers & Lybrand*, juntamente com a Eletrobras, para regulamentar o setor energético brasileiro. No ano seguinte, a Eletrosul foi dividida e parcialmente vendida para o grupo belga Tractebel (GOMES et al., 2002).

A partir dos anos 2000, seguindo os passos de diversos países da Europa e Ásia, com o aumento das reivindicações ambientais e a evolução tecnológica dentro do setor elétrico, observou-se o aumento da necessidade da chamada “energia limpa”, que sugere a utilização de métodos de geração de energia menos agressivos ao meio ambiente. Em 2002, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), que favoreceu o crescimento dos Parques Eólicos no país e a popularização dos painéis fotovoltaicos (LAGE, PROCESSI, 2013).

Desde então, a popularização das fontes alternativas de energia e o aumento da sua aplicação, tanto nos meios industriais quanto nos ambientes urbanos, passaram a configurar sistemas elétricos já bastante diferentes dos concebidos inicialmente (PEPERMANS et al., 2005).

Estas novas tecnologias aproximaram as unidades de geração das cargas, criando grandes desafios para a adaptação do sistema elétrico, uma vez que o sistema atual possui cada vez mais focos de geração em pontos onde antes eram consumidores e pontos de consumo onde antes só existia transmissão, entre outros cenários possíveis (CASTRO, VIEIRA, 2016).

1.1 TEMA

Uma microrrede pode ser definida como um grupo de unidades de geração, cargas e dispositivos de armazenamento, que trabalham em conjunto e permitem a

operação tanto ligados ao sistema elétrico quanto de forma ilhada, ou seja, desligada da rede principal (RESE, 2012).

Para uma integração eficiente entre as unidades geradoras e o sistema, torna-se necessário o uso de dispositivos de comunicação, possibilitando a coleta e o envio de informações relativas à operação, tanto para o controle interno da microrrede quanto para um controle externo dos operadores do sistema. Logo, é necessário haver uma integração entre as infraestruturas elétricas e de comunicação (RESE, 2012).

A introdução de microrredes traz consigo diversos problemas e preocupações. Como exemplo, podem ser citados: o aumento nas correntes de curto-circuito nas redes de distribuição; introdução de harmônicos na rede; necessidade de sistemas de proteção mais complexos, devido ao fluxo bidirecional de potência; entre muitos outros (RESE, 2012).

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Preocupações relacionadas às filosofias de proteção estão entre as principais discussões no estudo de microrredes. As formas de proteção tradicionais aplicadas ao sistema elétrico de distribuição, que atuam baseados em princípios de sobrecorrente, podem deixar de funcionar corretamente quando aplicados em sistemas com microrredes integradas. Isso ocorre devido a mudanças na magnitude e direção das correntes de falta, já que os dispositivos de proteção de sobrecorrente convencionais se baseiam na capacidade de detectar essas correntes (CHOUDHARY et al., 2014).

Um sistema de proteção eficiente precisa estar apto para atuar na ocorrência de uma falta na rede principal, protegendo as suas cargas internas. Além disso, no caso de uma falta no interior da microrrede, o sistema de proteção deve atuar eliminando o problema, causando um impacto mínimo na operação geral do sistema (OUDALOV et al., 2014).

Na presença de microrredes, são observados fenômenos de redução das correntes de falta em certos pontos da rede, que causam atrasos ou até mesmo sua não detecção. Podem também resultar na atuação indevida de dispositivos de proteção, devido às novas possibilidades de caminhos de circulação de corrente. Falhas na coordenação da proteção também podem ocorrer. A interação entre a microrrede e os religadores e fusíveis da rede de distribuição pode ser afetada,

podendo resultar na falha da detecção de faltas. Esquemas e critérios de ajuste de proteção inadequados são uma das principais barreiras que impedem a proliferação de microrredes no sistema elétrico (CHOUDHARY et al., 2014).

Este trabalho busca estudar os impactos da presença de microrredes no sistema de proteção das redes de distribuição convencionais, analisando as faltas de maior ocorrência no sistema elétrico e observando a interação da microrrede com os elos fusíveis utilizados na proteção das redes de distribuição.

1.3 PROBLEMA E PREMISSAS

Com a inserção de microrredes, os sistemas de proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição podem apresentar falhas quando se leva em conta o aumento da complexidade dos caminhos e a grande alteração na magnitude das correntes de curto-circuito, uma vez que um sistema com geração distribuída possui muitas fontes próximas para alimentação de uma falta (BO et al., 2010).

A utilização de diversos tipos de geração também traz problemas. Enquanto geradores síncronos resultam em aumento da magnitude das correntes de falta, fontes que fazem uso de dispositivos de eletrônica de potência podem reduzir as correntes de falta, impedindo a sua detecção ou levando a grandes atrasos na atuação da proteção. Os maiores problemas encontrados nos sistemas de proteção são relacionados a seletividade, a sensibilidade dos equipamentos e a velocidade de detecção das faltas (OUDALOV et al., 2014).

Além disso, a possibilidade de uma microrrede funcionar em modo isolado, isto é, desacoplada da rede principal, resulta em grandes mudanças das características das faltas na rede de distribuição. Torna-se evidente a necessidade de se reconhecer o estado de operação das unidades ao seu redor e coordenar a proteção de forma adequada para a situação do momento, sendo necessária a utilização de sistemas de comunicação e dispositivos eletrônicos inteligentes aptos a coletar informações elétricas de diversos pontos da rede e a partir delas adaptar a proteção do sistema (CHOUDHARY et al., 2014).

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GERAL

Analisar o impacto da introdução de microrredes no funcionamento adequado dos elos fusíveis utilizados nas redes de distribuição.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este trabalho tem os seguintes objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre o conceito de microrredes;
- Realizar uma revisão bibliográfica da estrutura e do sistema de proteção das redes de distribuição;
- Realizar uma revisão bibliográfica do estado da arte dos sistemas de proteção utilizados em microrredes;
- Modelar uma rede de distribuição e uma microrrede para testes no *software PowerFactory*;
- Realizar simulações de curto-circuito fase-terra no modelo de teste e levantar os impactos da presença de microrredes para os fusíveis de proteção da rede de distribuição;
- A partir da análise das simulações, levantar os possíveis aspectos que necessitarão de estudos mais aprofundados para que as microrredes possam ser inseridas com segurança no sistema de distribuição.

1.5 JUSTIFICATIVA

Com as necessidades atuais do sistema energético mundial, a implantação de unidades de geração distribuída é uma das soluções proeminentes que incorporam a utilização de energias limpas. Porém, um dos grandes empecilhos na proliferação deste tipo de sistema é o fato de que os sistemas de proteção empregados atualmente nas redes de distribuição deixam de funcionar de maneira eficaz quando existem microrredes inseridas nas instalações próximas (BO et al., 2010).

Logo, faz-se necessário um estudo aprofundado dos impactos causados pela presença da microrrede. Assim, definindo as deficiências do sistema atual, podem ser desenvolvidas soluções que satisfaçam as necessidades técnicas, de operação e de segurança necessárias para a implantação de microrredes nas redes de distribuição.

1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Partindo de uma revisão bibliográfica da estrutura e do sistema de proteção das redes de distribuição existentes atualmente e de uma revisão do estado da arte das microrredes, serão levantados os principais problemas esperados para o sistema de proteção da rede de distribuição quando opera em conjunto com microrredes.

O trabalho será desenvolvido através de pesquisas realizadas em bases de dados nacionais e internacionais. O estudo de simulação será realizado utilizando o *software PowerFactory*. A utilização de simulação computacional permite uma visão diferenciada dos sistemas estudados, podendo comprovar fenômenos esperados e evidenciar questões não observadas até então.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho será composto por seis capítulos, organizados da maneira descrita a seguir.

No segundo capítulo é feita uma revisão bibliográfica do estado de arte das microrredes. São apresentadas as definições existentes, topologias básicas, classificação, formas de operação e outras questões referentes ao tema.

No terceiro capítulo é feita uma revisão bibliográfica dos sistemas de proteção utilizados tanto nas redes de distribuição convencionais quanto nas microrredes.

No quarto capítulo são mostrados os dados utilizados para a modelagem computacional da rede de distribuição de testes e da microrrede utilizando o *software PowerFactory* da empresa DIGSILENT.

No quinto capítulo são mostrados e discutidos os resultados do estudo de falta realizados no sistema modelado. Os estudos consistem na análise da atuação dos fusíveis da rede de distribuição na ocorrência de um curto-circuito fase-terra nas proximidades do ponto de conexão da microrrede. Neste capítulo são analisadas

várias situações, variando a barra onde a microrrede é conectada ou o ponto de ocorrência da falta.

No sexto capítulo são apresentadas as conclusões gerais acerca do trabalho, assim como sugestões para trabalhos futuros.

2. MICRORREDES

2.1 O QUE É UMA MICRORREDE?

A missão de conceituar um termo tão recente quanto microrrede não é simples. Autores lançam mão de diferentes pontos de vista para contextualizar toda a complexidade e ao mesmo tempo flexibilidade que esse sistema traz para o cenário energético atual. Sendo assim, procuramos analisar diversos autores e sintetizar uma definição que abrange o escopo que será abordado neste trabalho.

Segundo Rese (2012), o conceito de microrrede engloba a geração de energia elétrica, calor, sistemas de armazenamento de energia e cargas gerenciáveis. Todo esse sistema é controlado de modo a garantir uma maior flexibilidade, do ponto de vista da rede principal e das cargas a serem atendidas, com uma característica especial, o *plug and play*, que espelha a capacidade da microrrede de se ligar e desligar da rede principal sem necessidade de reconfiguração de sua topologia.

Visto que uma das principais características da microrrede, a comunicação entre carga e geração, é também características de sistemas maiores como *Smart Grids*, existem autores que os mesclam, e definem microrredes como “um bloco que compõe um *Smart Grid*, um sistema de potência em pequena escala, auto controlável que interconecta unidades de geração distribuída com as cargas e que possui fronteiras elétricas bem definidas” (AL-TURKI et al., 2017, p. 1294, tradução nossa).

Existem autores que a definem como uma rede de distribuição ativa, por serem um aglomerado de unidades de geração distribuída e cargas, desenvolvidas para fornecer energia elétrica e térmica para pequenas comunidades, universidades, áreas comerciais, indústrias, entre outros (CHOWDHURY et al., 2009).

Há ainda os que adotam uma visão ampla e generalista, como faz Castro (2015), quando define microrrede como uma versão em menor escala da rede principal, contendo diversas fontes de geração de energia, que podem operar de forma controlada e coordenada, expondo uma característica específica das microrredes que é a comunicação entre carga e geração, aumentando a eficiência e confiabilidade do sistema.

Com base nas definições dos diversos autores apresentadas neste item, este trabalho opta por utilizar a definição de microrrede como se segue: sistema elétrico de

pequeno porte, composto por unidades de geração, dispositivos de armazenamento de energia e carga elétricas, coordenadas entre si através de um sistema de comunicação, com autonomia suficiente para manter sua operação mesmo quando desconectada da rede principal.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE MICRORREDES

Segundo Castro (2015), uma microrrede pode ser classificada por seu modo de alimentar as cargas, podendo ser de modo individualizado ou centralizado. No modo individualizado, cada grupo de cargas elétricas possui unidades geradoras instaladas em algum local próximo, permitindo um controle pontual do sistema. No modo centralizado, as unidades geradoras são agrupadas em locais afastados das cargas, possuindo um controle geral para a geração.

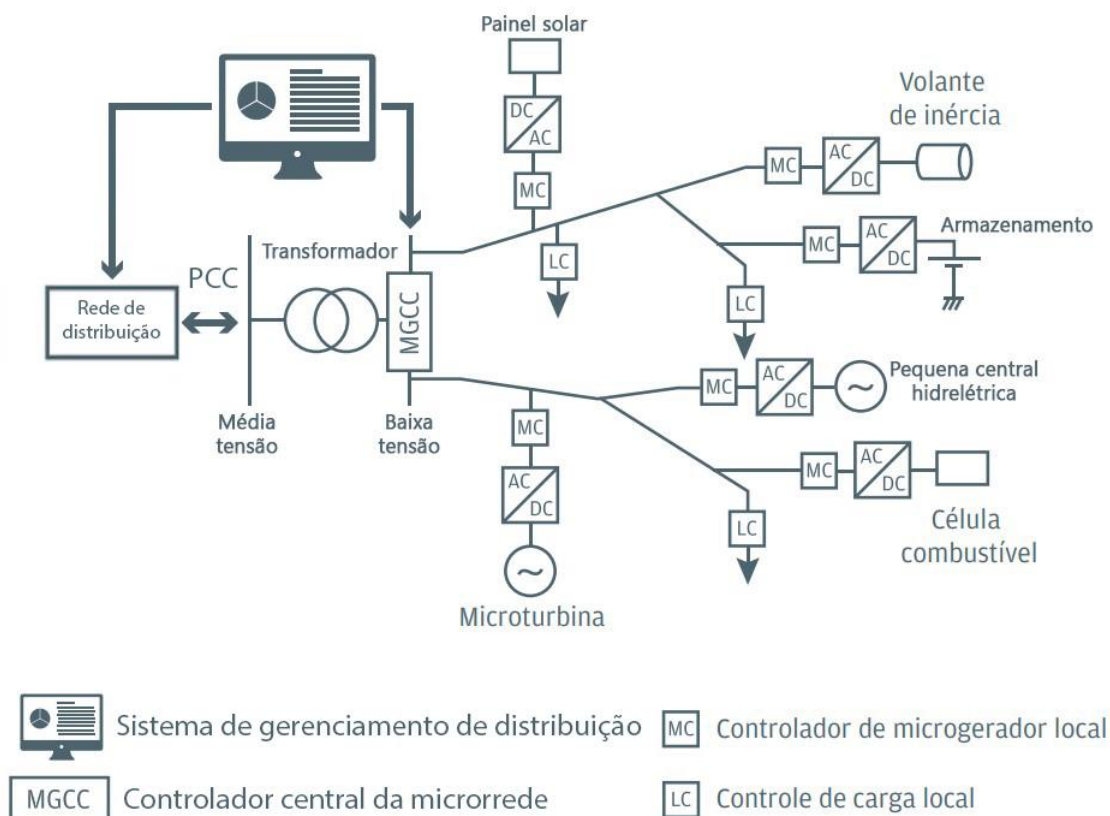
Uma das principais características das microrredes é a necessidade de possuir um sistema de controle robusto, capaz de garantir uma operação flexível, se adaptando às diversas configurações possíveis e mantendo níveis de qualidade de energia e serviço satisfatórios (CHOWDHURY et al., 2009).

O controle das microrredes pode ser feito de modo centralizado ou descentralizado. No modo descentralizado, os controladores das unidades geradoras são responsáveis por administrar a rede. Logo, esses dispositivos são instalados próximos à geração e são configurados para maximizar a potência gerada para atender a demanda local (RESE, 2012).

O controle centralizado é feito de forma hierárquica. No nível mais alto está o Sistema de Gerenciamento de Distribuição (*Distribution Management System - DMS*) que coordena a comunicação da microrrede com a rede de distribuição. Logo abaixo dele está o Controlador Central da Microrrede (*Microgrid Central Controller - MGCC*), que coordena a operação da rede, monitorando os parâmetros elétricos e atuando de forma a maximizar a eficiência do sistema (RESE, 2012). O MGCC é também o responsável pelo controle do sistema de proteção da microrrede, mantendo-a coordenada com a rede de distribuição e determinando o modo de operação adequado, de forma a minimizar os impactos de faltas ocasionais (CHOWDHURY et al., 2009). Em um terceiro nível de controle estão os controladores locais (*Microsource Controller - MC*), sendo em geral dispositivos baseados em eletrônica de potência,

fazendo a conexão das microfones com a microrrede e permitindo um controle de tensão e frequência (RESE, 2012). Tal estrutura pode ser vista na figura 1.

Figura 1 - Exemplo de arquitetura de uma microrrede



Fonte: adaptado de Castro, 2015

Esse sistema de controle avançado garante flexibilidade, segurança e qualidade de energia permitindo que a microrrede seja tratada como uma entidade única pela distribuidora de energia (CHOWDHURY et al., 2009).

A conexão da microrrede com a rede de distribuição local é normalmente realizada através de um transformador, sendo este ponto chamado *Point of Common Coupling* (PCC - Ponto de Acoplamento Comum – tradução nossa). É no PCC que o dispositivo de proteção geral da microrrede é instalado. Esse dispositivo é responsável pela conexão da microrrede com a rede de distribuição principal, efetuando operações de manobra e de sincronização, flexibilizando os dois modos de operação, interligada ou ilhada (RESE, 2012).

2.2.1 MODOS DE OPERAÇÃO DE MICRORREDES

Em ambos os modos de operação, um dos requisitos mais importantes para uma operação eficiente da microrrede é o gerenciamento de demanda, buscando sempre um balanço entre a energia gerada internamente, a energia fornecida pela rede de distribuição e o consumo das cargas (BEVRANI et al., 2014).

Quando opera em modo interligado, a microrrede pode apresentar um fluxo bidirecional de potência, isto é, a energia pode fluir da rede para a microrrede ou vice-versa, dependendo de contratos estabelecidos com o operador do sistema de distribuição (RESE, 2012). Existe a possibilidade de estabelecer acordos com a concessionária de distribuição, de forma que em períodos de demanda elevada, a potência excedente seja fornecida para a rede (CASTRO, 2015).

Operando em modo ilhado, a microrrede se encontra desconectada da rede principal. Esse ilhamento ocorre por diversos motivos, podendo ser intencional ou não. O ilhamento não intencional pode ocorrer devido a falhas na rede principal ou até mesmo no interior da microrrede, retirando a conexão e evitando que a falta interna abale o sistema de distribuição da rede principal (BEVRANI et al., 2014). Já o ilhamento planejado pode ser realizado em caso de manutenção ou por motivos financeiros, quando a geração interna é mais viável quando comparado com as tarifas cobradas pela distribuidora (CASTRO, 2015).

No momento da desconexão, os sistemas de controle da microrrede devem atuar de forma rápida para dividir a demanda entre as unidades geradoras e, assim que o equilíbrio seja atingido, a divisão deve ser otimizada pelo controlador central da microrrede. É necessário que a geração interna da microrrede tenha capacidade suficiente para suprir ao menos as suas cargas essenciais, realizando o desligamento das cargas não prioritárias no momento do ilhamento (RESE, 2012).

2.2.2 TIPOS DE GERAÇÃO ENCONTRADAS EM MICRORREDES

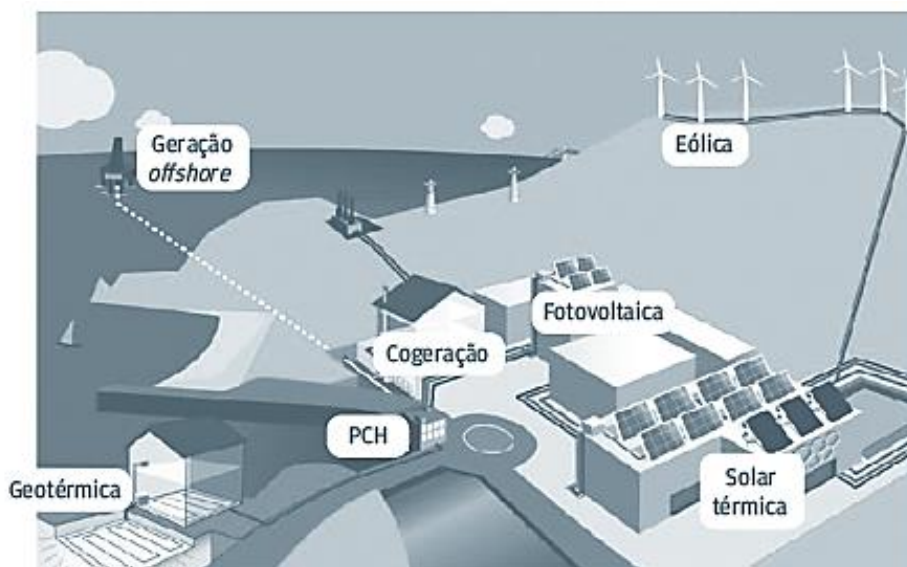
Uma microrrede pode possuir diversas modalidades de geração de energia elétrica, como por exemplo:

- Geração eólica;
- Geração fotovoltaica;
- Geração termosolar;

- Pequenas centrais hidrelétricas;
- Geração através do uso da biomassa;
- Grupos motor gerador.

Tal combinação de geradores é exemplificada na figura 2.

Figura 2 - Unidades de geração em uma microrrede



Fonte: Castro, 2015

Geração eólica: a tecnologia empregada nessa forma de geração tem passado por grandes desenvolvimentos, tornando-a mais competitiva economicamente com o passar dos anos. O Brasil tem potencial para geração eólica bastante considerável, sendo o litoral das regiões Norte e Nordeste os locais com os melhores índices do país. Segundo a ANEEL, a presença de ventos no Brasil é equivalente a duas vezes a média mundial, além de apresentar baixa variação de velocidade do vento, em torno de 5%. Em 2008, estimava-se um potencial de geração eólica de aproximadamente 143 mil MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Geração fotovoltaica: a energia solar é a forma de energia mais abundante na terra, mas é também a mais dispersa. A geração fotovoltaica faz uso de materiais semicondutores, em geral o silício. Quando estimulados pela radiação solar, forma-se um fluxo de elétrons na forma de corrente contínua. Por esse motivo, devem ser conectados à rede principal através de conversores. O Brasil tem grande potencial nessa forma de geração, sendo que a região Nordeste possui radiação solar em níveis comparáveis às melhores regiões do mundo, como a cidade de Gondola, no deserto

do Sudão e o deserto de Mojave, na Califórnia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Geração termosolar: a tecnologia heliotérmica ou solar térmica é recente e tem se mostrado promissora, devido ao seu baixo impacto ambiental e abundância. Os painéis termosolares são sistemas compostos por espelhos que concentram a luz solar em um ponto, absorvendo a energia solar na forma de calor. Este calor é então armazenado em meio líquido, podendo ser utilizada para uso direto da energia térmica ou para ativar centrais termelétricas (OLIVEIRA Carlos, 2012).

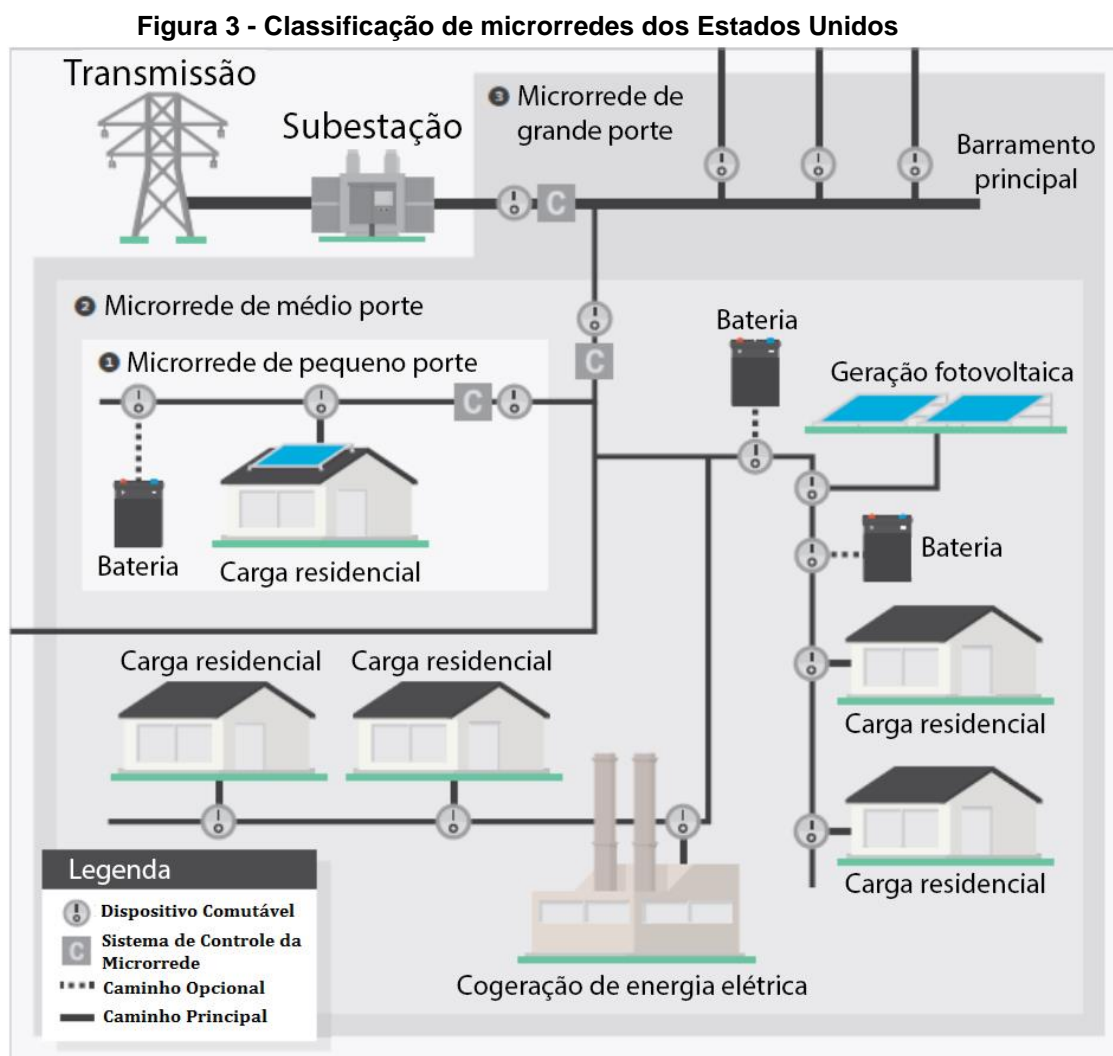
Pequenas centrais hidrelétricas: a ANEEL define pequenas centrais hidrelétricas como usinas com capacidade instalada entre 1,1 e 30 MW, possuindo a mesma característica de usinas hidrelétricas normais que transformam a força mecânica aplicada por uma queda d'água nas pás das turbinas em energia elétrica, ao mover o rotor de um gerador síncrono. Em geral, são usadas para abastecer pequenos centros consumidores, sem necessitar de um sistema muito sofisticado para a transmissão de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Geração através do uso da biomassa: é uma das formas de geração de energia mais benéficas para o meio ambiente, pois faz o aproveitamento de dejetos urbanos, industriais e agropecuários, reduzindo a emissão de gases causadores do efeito estufa. Esses dejetos podem ser utilizados de três formas: a queima direta, a gaseificação por meio da termoquímica e a produção do biogás através da reprodução artificial do processo de decomposição da matéria orgânica. Em 2008, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) implantou um projeto piloto para produção de energia utilizando dejetos de animais em pequenas propriedades rurais, sendo essa uma das formas de aproveitamento da biomassa mais promissoras no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Grupos motor gerador: consistem em um motor a diesel acoplado à um gerador síncrono, possuindo reguladores de velocidade e tensão para ajuste de amplitude de tensão e da frequência elétrica, garantindo a qualidade da energia fornecida. Em geral, devido à dificuldade na conexão com a rede elétrica principal, são usados para suprir cargas críticas em situações emergenciais ou para reduzir custos em períodos onde a tarifa da distribuidora tem preço elevado (FOGLI, 2014).

2.3 MICRORREDES RESIDENCIAIS E INDUSTRIAIS

Microrredes podem ser classificadas em residenciais e industriais. Elas diferem entre si nas características das cargas, níveis de demanda, tipos de geração empregadas e na forma de operação. Um exemplo desta divisão pode ser visto na figura 3, onde temos a classificação dos EUA para os diferentes tipos de microrredes.

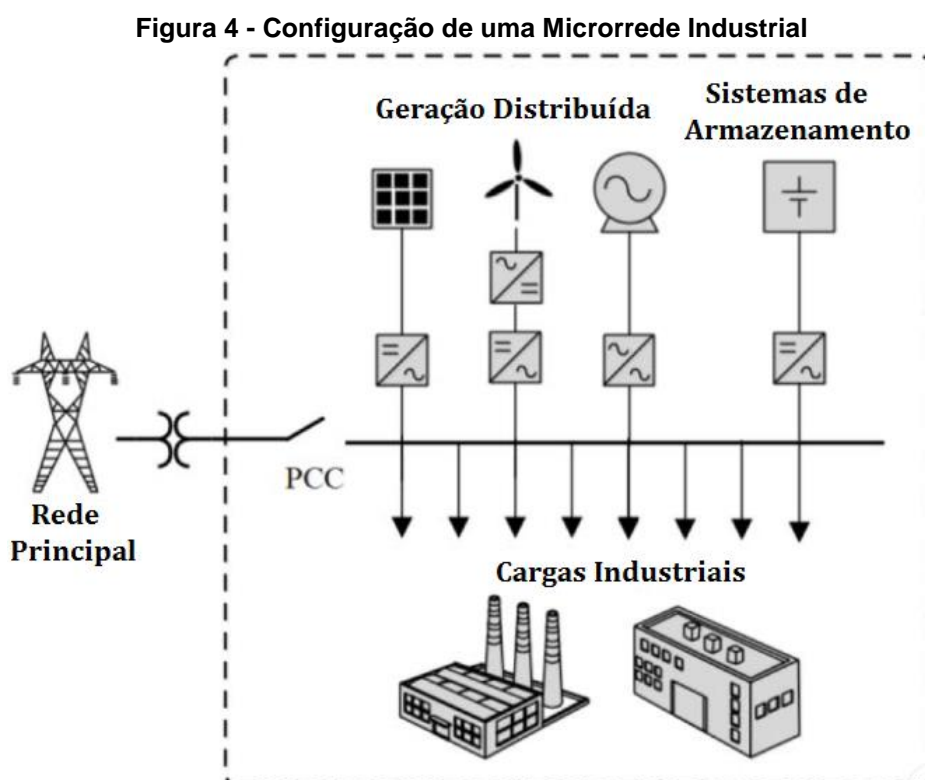


Fonte: adaptado de Klemun, 2014

Microrredes residenciais englobam cargas de residências, comércios, universidades, instituições públicas e até ilhas. Podem representar um possível método de facilitar a integração de fontes de energia renovável ao sistema elétrico, pois geralmente utilizam painéis fotovoltaicos como fontes de energia. Seu potencial se torna considerável quando se leva em conta a grande quantidade de consumidores residenciais e comerciais existentes (BENDARY et al., 2018).

Considerando que grande parte das cargas residenciais são equipamentos eletrônicos alimentados por corrente contínua, existe a possibilidade de integrar uma rede CC à microrrede, reduzindo a necessidade da conversão para a corrente alternada (NAIR et al., 2017). Futuramente, veículos elétricos podem ser utilizados como dispositivos de armazenamento de energia para a residência, se integrando à microrrede e ao sistema elétrico (CORCHERO et al., 2014).

Em geral, microrredes industriais apresentam níveis de potência mais elevados do que as microrredes residenciais. Um exemplo de configuração de rede industrial pode ser visto na figura 4.



Fonte: adaptado de Miret et al., 2017

O risco de interrupções tem um impacto muito maior em instalações industriais, já que estão intimamente ligados a eficiência e produtividade da planta. A adoção de uma arquitetura de microrrede pode vir a elevar a confiabilidade do fornecimento de energia (HERNÁNDEZ-JOYA, MARTÍNEZ-CARBALLIDO, 2013). Por apresentarem cargas de maior potência, microrredes industriais precisam de um sistema de rejeição de carga eficiente, de forma que em caso de ilhamento, cargas essenciais se mantenham energizadas (ETO et al., 2016). Microrredes também podem elevar os índices de qualidade de energia (redução da oscilação de tensão e outros distúrbios

indesejados) devido à maior presença de dispositivos de controle (CAMACHO et al., 2017).

2.4 MICRORREDES NO BRASIL

Atualmente, o setor de energia elétrica busca soluções para diversas questões relacionadas com sustentabilidade, diversificação de formas de geração, redução da emissão de poluentes e um aumento da qualidade da energia elétrica, colocando-nos em um momento de transição com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema elétrico (OLIVEIRA Gabriel, 2017). A inserção de centrais geradoras de pequeno porte próximas às áreas de consumo de energia, ideia fundamental de uma microrrede, tem se mostrado uma alternativa bastante promissora para a solução destes problemas (RESE, 2012). No Brasil, existe hoje um grupo formado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Este grupo estuda novas formas de acesso ao sistema elétrico com o objetivo de aumentar a confiabilidade, sendo as microrredes uma dessas formas (CASTRO, 2015).

Em 2019, foi inaugurada uma microrrede na granja São Pedro, localizada em São Miguel do Iguçu, no Paraná. A microrrede é fruto de uma parceria entre a Copel e a Itaipu Binacional. A granja foi escolhida por ter sido pioneira na utilização do biogás originado dos resíduos da criação de suínos na geração de energia elétrica. Existe também um projeto para a implantação de uma microrrede de 500 kW em Marechal Cândido Rondon, além de investimentos em laboratórios de pesquisas em microrredes e implantação de unidades-piloto em regiões onde existe concentração de rebanhos (INAUGURADA, 2019).

Segundo Castro (2015), por se tratar de um novo conceito, os órgãos reguladores não estão familiarizados com microrredes, sendo que a expansão das políticas regulatórias existentes para que contemplem microrredes, representa uma das grandes barreiras na sua proliferação. Em paralelo, adiciona-se o fato de que uma microrrede típica pode estar conectada à um sistema de baixa e média tensão.

Assim, identifica-se a necessidade de uma análise das normativas existentes, relacionadas aos sistemas anteriormente citados, para que seja possível a contextualização das microrredes no Brasil do ponto de vista da regulamentação.

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL, que padronizam as atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Os procedimentos têm os seguintes objetivos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016):

- Garantir a segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade do sistema;
- Regular as relações entre acessada e acessante (concessionária e consumidor);
- Determinar os procedimentos técnicos para a expansão, operação, medição e qualidade de energia;
- Estabelecer metodologias de troca de informação entre os agentes envolvidos.

Para atingir tais objetivos, o PRODIST está dividido em oito temáticas que contemplam:

- Módulo 1: Introdução;
- Módulo 2: Planejamento da expansão de sistemas de distribuição;
- Módulo 3: Acesso ao sistema de distribuição;
- Módulo 4: Procedimentos operativos dos sistemas de distribuição;
- Módulo 5: Sistemas de medição;
- Módulo 6: Informações requeridas e obrigações;
- Módulo 7: Cálculo de perdas na distribuição;
- Módulo 8: Qualidade da energia elétrica.

Como citado anteriormente, microrredes devem ser conectadas à rede de distribuição principal e, portanto, devem seguir as normas e regulamentos locais. O módulo 3 do PRODIST tem como objetivo estabelecer as condições de conexão e de uso do sistema elétrico de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

O item 5.2 da seção 3.2 do módulo 3 do PRODIST descreve as condições gerais para a conexão de unidades da categoria de produção ao sistema de distribuição, sendo esta categoria composta pelas centrais geradoras e pelos agentes de importação de energia, sendo elas:

- A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 Hz;
- O acessante não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do sistema de distribuição;
- O paralelismo das instalações acessantes com o sistema acessado não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição ou ao pessoal envolvido na sua operação e manutenção;
- Deve existir um sistema de comunicação entre a acessada e o acessante, de forma a garantir o bom desempenho da operação em paralelo.

O item 5.1.1 da seção 3.3 do módulo 3 do PRODIST define os níveis de tensão para conexão de centrais geradoras de acordo com a potência instalada, sendo as tensões nominais para baixa tensão iguais 220/127 V ou 380/220 V para sistemas trifásicos e 254/127 V ou 440/220 V para sistemas monofásicos; para média tensão iguais a 13,8 kV e 34,5 kV e para alta tensão iguais a 69 kV e 138 kV. Tal divisão pode ser vista na tabela 1, na qual relacionam-se os níveis de tensão às potências instaladas correspondentes.

Tabela 1 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras

Potência instalada	Nível de tensão da conexão
< 10 kW	Baixa tensão
10 a 75 kW	Baixa tensão
76 a 150 kW	Baixa tensão/Média tensão
151 a 500 kW	Baixa tensão/Média tensão
501 kW a 10 MW	Média tensão/Alta tensão
11 a 30 MW	Média tensão/Alta tensão
> 30 MW	Alta tensão

FONTE: PRODIST, Módulo 3, 2017

O item 3.2.4 da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST estabelece que unidades consumidoras com microgeração (potência gerada menor ou igual a 75 kW) ou minigeração (potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW) distribuída podem operar ilhadas. O item 5.3 da seção 3.3 do módulo 3 do PRODIST estabelece que centrais geradoras com potência instalada superior a 300 kW devem possuir sistema de controle de tensão e de frequência. Os requisitos mínimos para a conexão de unidades geradoras são listados na tabela 2.

Observando os requisitos exigidos pelos órgãos reguladores brasileiros, fica evidente que um dos maiores obstáculos existentes são os custos de instalação e operação das microrredes. O estabelecimento de projetos de estudos e de incentivos financeiros, principalmente quando ocorre utilização de fontes renováveis de energia, terão papel de extrema importância na formulação de futuras políticas relacionadas à adoção de arquitetura de microrredes no sistema elétrico brasileiro (CASTRO, 2015).

Tabela 2 - Requisitos mínimos em função da potência instalada

EQUIPAMENTO	Potência instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

FONTE: PRODIST, Módulo 3, 2017

Os dados normativos levantados durante essa seção do trabalho servirão como base de análise para os cenários a serem estudados nas simulações computacionais, uma vez que, a partir das normativas existentes, poderá ser avaliado se os requisitos mínimos exigidos são adequados para a proteção no ponto de conexão da microrrede, expondo assim possíveis melhorias para as normas existentes.

2.5 PONTOS FORTES E DESAFIOS DAS MICRORREDES

A resiliência pode ser considerada como a capacidade de um sistema se preparar e atuar de forma adequada e rápida na ocorrência de imprevistos, evitando grandes transtornos de operação. Microrredes tem a capacidade de elevar a resiliência de um sistema de distribuição, sendo esse um de seus grandes benefícios. O aumento da resiliência ocorre devido à grande autonomia da microrrede e pela possibilidade de acompanhar em tempo real o estado dos sistemas, pois microrredes necessitam de um sistema de comunicação para que operem de forma adequada (ALTURKI et al., 2017).

Por darem autonomia aos consumidores, as microrredes também tem a capacidade de aumentar a dinâmica do mercado de energia em que está inserida, pois sua operação pode ser determinada de acordo com os custos da energia. Para isso, se torna necessária a existência de intermediários que façam a análise das informações de oferta e procura de energia (CASTRO, 2015).

A falta de legislação diretamente relacionada à microrredes representa uma barreira que impede o desenvolvimento desses sistemas por todo o mundo. Mecanismos de incentivo podem ser necessários para fomentar a sua utilização. Como exemplo de incentivos, podemos citar tarifas e quotas especiais para a utilização de energia limpa ou a utilização da medição *net metering*, que consiste na medição do fluxo bidirecional de potência de uma unidade consumidora com pequena geração, registrando o resultado líquido entre consumo e geração (OLIVEIRA Gabriel, 2017).

Atualmente no Brasil, a geração distribuída é implementada no modo *fit and forget*, o que significa que ela é instalada, passa a operar e então deixa de ser acompanhada, pois não existe um monitoramento efetivo da geração e da carga. Isso nos leva para um segundo desafio na implementação de microrredes. Como o fluxo de potência passa a ser bidirecional, é necessário um maior acompanhamento por parte da operação, já que a grande quantidade de geração próxima às cargas tem grandes impactos nos dispositivos de proteção, sejam eles pertencentes à microrredes ou pertencentes à rede de distribuição (MENDONÇA, 2011).

Considerando a gama de informação fornecida neste capítulo sobre o tema de microrredes, se faz clara a importância do seu estudo, esclarecendo suas

características, modos de funcionamento, componentes, suas diferenças com a geração distribuída e, principalmente, seu impacto no cenário da sociedade brasileira.

Neste trabalho serão analisados os impactos causados por microrredes no funcionamento dos fusíveis de proteção de redes de distribuição, avaliando a sua atuação na ocorrência de curtos-circuitos nas proximidades do PCC da microrrede.

3. SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DE MICRORREDES

Para determinar qual o impacto da presença de uma microrrede nas redes de distribuição brasileiras em relação à proteção, é necessário conhecer as características de ambos os sistemas.

Neste capítulo será feita uma revisão de como é a proteção das redes de distribuição tradicionais, que não consideram a presença de sistemas de geração complexos próximo às cargas e, em seguida, será descrito qual o estado da arte da proteção de microrredes, principalmente no ponto de conexão entre os dois sistemas.

3.1 TOPOLOGIA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONVENCIONAIS

A distribuição é um dos três grandes blocos do sistema elétrico de potência, sendo os outros dois a geração e a transmissão. A rede de distribuição é a responsável por distribuir a energia recebida pelo sistema de transmissão para os grandes, médios e pequenos consumidores (KAGAN et al., 2013).

No Brasil, predominam os grandes centros de geração elétrica, principalmente as usinas hidrelétricas, devido ao grande potencial hídrico do país. Em geral, esses grandes centros se encontram afastados das grandes áreas de consumo, sendo interligados ao sistema de distribuição através das linhas de transmissão. Para reduzir as perdas, elevam-se as tensões na transmissão para níveis na faixa de 230 kV a 750 kV (KAGAN et al., 2013).

Ao se aproximarem dos grandes centros de consumo, é necessário diminuir a tensão para os níveis de fornecimento. As subestações de distribuição são responsáveis pelo abaixamento da tensão dos níveis de subtransmissão (usualmente entre 69 kV e 138 kV) para a tensão primária de distribuição, que variam entre 13,8 kV e 34,5 kV dependendo da distribuidora local (KAGAN et al., 2013).

As redes de distribuição primária são alimentadas pelas subestações de distribuição, saindo delas o ramal alimentador, também chamado de “tronco”. Desse ramal deriva toda a rede de distribuição, atendendo clientes primários (indústrias, centros comerciais etc.) e os transformadores de distribuição. A rede primária pode ser aérea ou subterrânea. Elas são projetadas para possibilitar a mudança do arranjo,

permitindo a realização de serviços de manutenção ou para transferir blocos de consumo, atendendo possíveis contingências. Os transformadores de distribuição estão localizados ao longo da rede e são responsáveis pela redução da tensão, padronizada no Brasil nos valores de 220/127 V e 380/220 V. Esta rede de baixa tensão opera na configuração radial e atende os consumidores residenciais, pequenos comércios, entre outros (KAGAN et al., 2013).

Toda a configuração descrita acima leva em conta uma característica passiva para toda a rede, ou seja, a geração de energia ocorre apenas nos centros de geração. As redes elétricas do mundo estão passando por um período de transição, com o desenvolvimento da geração distribuída e das microrredes, tornando a distribuição um elemento ativo no sistema. Com isso, a infraestrutura elétrica existente precisa ser repensada para se adequar a esse novo rumo, sendo os sistemas de proteção um dos pontos cruciais nessa transição (CHOWDHURY et al., 2009).

3.2 PROTEÇÃO CONVENCIONAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O desenvolvimento da rede de distribuição de energia elétrica necessita de grandes investimentos e, portanto, para que haja retorno, deve operar sempre o mais próximo possível dos seus limites, considerando obviamente sua capacidade de fornecimento e a segurança da operação. O esquema de proteção da rede é de extrema importância, sendo responsável pela prevenção de danos à equipamentos, pela manutenção da integridade física dos operadores e pela continuidade do fornecimento de energia. Falhas são sempre indesejadas, porém são inevitáveis, sendo financeiramente inviável projetar um sistema completamente imune a elas. Apesar disso, seus impactos podem ser minimizados se adotadas boas práticas de projeto e realizando a parametrização adequada dos equipamentos de proteção (ALDAHMI et al., 2014).

A proteção da rede de distribuição é feita a partir do posicionamento de equipamentos e dispositivos protetores em pontos estratégicos do sistema. Esses dispositivos devem ser escolhidos e parametrizados mantendo uma relação entre si, para que, na ocorrência de algum tipo de anormalidade na rede, a proteção possa isolar e remover essa área, causando o menor impacto possível para o restante do sistema. Sendo assim, são requisitos para um sistema de proteção eficiente (DECANINI, 2008; SOUZA, 2008):

- Seletividade: deve isolar somente o trecho defeituoso, mantendo o restante do sistema em operação. Os equipamentos são dispostos seguindo uma ordem, de forma que atuem seguindo uma sequência lógica preestabelecida;
- Sensibilidade: deve ser capaz de detectar anomalias durante a operação, se referindo aos parâmetros mínimos que constituem uma falta elétrica e que devem resultar na atuação da proteção;
- Confiabilidade: pode ser dividida em segurança e confiança. A segurança de um sistema de proteção é a certeza de que ele não irá atuar em momentos indevidos. A confiança de um sistema de proteção é a certeza de que o sistema irá atuar satisfatoriamente na ocasião de uma falta;
- Rapidez: atuar o mais rápido possível, limitando a propagação do defeito, mantendo o restante do sistema em operação normal e evitando perda de sincronismo que resultaria no colapso da rede;
- Economia: deve ser viável economicamente, evitando quantidade excessiva de dispositivos.

Redes de distribuição de energia elétrica normalmente possuem grande extensão e são constituídas por cabos aéreos não isolados instalados nas vias da cidade. Por esse motivo, o número de ocorrências de defeitos que resultam em interrupções no fornecimento é muito mais elevado em sistemas de distribuição do que o observado em um sistema de transmissão (MORETO, 2005).

Esses defeitos são causados, em geral, por elementos externos à rede como descargas atmosféricas, chuvas, animais, contato de árvores sobre as linhas, vandalismo, rompimento de condutores, entre outros. Também podem ser causados por defeitos em equipamentos, pelo dimensionamento incorreto ou pela operação acima dos limites de operação dos componentes da rede. Como resultado, observa-se o aumento dos níveis de corrente elétrica, a alteração dos níveis de tensão e a perda de partes do sistema (LEDESMA, 2012).

Essas faltas podem ser transitórias ou permanentes. Faltas transitórias são distúrbios no sistema que se extinguem sozinhos, como descargas atmosféricas ou o contato de condutores com árvores. São faltas que permitem o restabelecimento rápido da operação. Faltas permanentes são o resultado de danos físicos ao sistema

e dependem da intervenção de equipes de manutenção, como a queda de linhas, danos em postes ou torres (FILOMENA, 2008).

O contato de condutores de fases diferentes entre si ou com a terra resulta em um curto-circuito. Estes podem ser de vários tipos: trifásicos, trifásicos a terra, bifásicos, bifásico a terra e monofásicos. Curtos circuitos trifásicos são os mais severos, porém são os mais raros, representando menos de 5% das ocorrências. Aproximadamente 80% das faltas que ocorrem em um sistema de potência são do tipo monofásico, isto é, envolvem o contato de uma das fases com a terra (GRAINGER, STEVENSON, 1994).

Outro tipo de falta possível são as chamadas faltas de alta impedância. São normalmente causadas pelo contato do condutor com árvores ou com o solo. Equipamentos de proteção baseados em sobrecorrente tem dificuldade na detecção deste tipo de falta, pois a corrente elétrica tem magnitude baixa devido ao elevado valor da impedância no ponto de curto-circuito. Acabam sendo confundidas com uma variação de carga, não sendo eliminada pela proteção, resultando em grandes riscos para a população e para o sistema (MORETO, 2005).

Também são observadas sobretensões resultantes de descargas atmosféricas, responsáveis por uma grande parcela dos desligamentos nas redes de distribuição do Brasil, principalmente pela grande predominância das redes aéreas (NETO, 2004). Sobretensões também podem ser causadas por faltas assimétricas, resultando na elevação do nível de tensão nas fases não envolvidas na falta. São distúrbios temporários cuja magnitude de tensão na falta depende do sistema de aterramento adotado no ponto (FILOMENA, 2008).

3.2.1 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS USADOS NA PROTEÇÃO CONVENCIONAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para proteger o sistema elétrico de distribuição dos distúrbios citados, é necessária a instalação de dispositivos e equipamentos ao longo da rede, de forma a detectar a anomalia e interromper o fornecimento de energia nos trechos afetados pela falta. Diversas combinações de equipamentos de proteção são empregadas, sendo que cada dispositivo possui características, tempo de atuação e alcances diferentes (FILOMENA, 2008).

Os equipamentos de proteção comumente empregados nos sistemas de distribuição são descritos a seguir.

3.2.1.1 Elos fusíveis

São os equipamentos de proteção de mais baixo custo e de menor complexidade encontrados no sistema. São amplamente utilizados por toda a rede, sendo geralmente aplicados na proteção de ramais alimentadores, transformadores de distribuição e cargas (MORETO, 2005).

Quando uma corrente elétrica de magnitude superior a capacidade nominal do elo fusível flui pelos seus terminais, ocorre a fusão do elo causada pelos efeitos térmicos gerados pela corrente. Forma-se um arco elétrico que é suprimido pelos gases da decomposição do revestimento do fusível. Após a fusão, o circuito se abre e o fluxo de corrente é interrompido, isolando o ponto de falta. O elo fusível deve ser substituído manualmente para que o sistema possa retornar à operação normal (FILOMENA, 2008).

O tempo de atuação do elo fusível é inversamente proporcional a magnitude de corrente que flui nos seus terminais e, portanto, quanto maior a corrente menor será o tempo de atuação do dispositivo (FILOMENA, 2008). A norma ABNT NBR 7282:2011 estabelece os requisitos exigidos para dispositivos fusíveis de alta tensão tipo expulsão e similares para uso interno ou externo em sistemas de corrente alternada de 60 Hz e tensões nominais acima de 1000 V.

3.2.1.2 Religadores

O religador é constituído de chaves com interrupção a óleo ou a vácuo controladas eletricamente. Ao detectar uma falta, o religador abre o circuito temporariamente, interrompendo o fluxo de corrente. Após um tempo determinado, as chaves se fecham e, caso a falta persista, o religador volta a abrir o circuito. Esse procedimento se repete por um número determinado de vezes, abrindo o circuito definitivamente caso o defeito continue (FILOMENA, 2008; MORETO, 2005).

São cada vez mais usados devido a sua capacidade possibilitar a retomada da operação automaticamente no caso de faltas temporárias, elevando os índices de continuidade de fornecimento de energia (MORETO, 2005).

Normalmente são configurados para realizar quatro desligamentos e três religamentos, permanecendo no estado aberto após a realização de todas as tentativas de religamento, sendo que o número de tentativas pode variar de acordo com a concessionária. Possui pelo menos dois tipos de curva de atuação. Nas primeiras tentativas, para defeitos temporários, são usadas as curvas rápidas e, para defeitos permanentes, são usadas as curvas lentas. Dessa forma, é possível garantir que o religador irá atuar antes dos equipamentos de proteção localizados a jusante na rede nos casos de faltas temporárias (LEDESMA, 2012).

Os parâmetros de ajuste do religador, como o número de interrupções, os níveis de corrente de disparo, entre outros, podem ser facilmente definidos e modificados pelo usuário, tornando-os equipamentos bastante versáteis e permitindo a coordenação com o restante do sistema. Religadores modernos permitem também o seu controle e monitoramento remoto através de sistemas de comunicação (MORETO, 2005).

3.2.1.3 Disjuntores acionados por relés de sobrecorrente

Os disjuntores são dispositivos mecânicos de abertura e fechamento de circuito acionados por relés de proteção, tendo capacidade de interromper o fluxo de corrente em condições normais, anormais e de emergência. Os relés de sobrecorrente são dispositivos que supervisionam constantemente os valores de corrente de fase e neutro do circuito, comparando-os com valores fixados e definidos em estudo. Caso a corrente ultrapasse esse valor, o relé envia um sinal ao disjuntor causando a abertura dos seus contatos e desenergizando o circuito (ELETROBRAS, 1982; MORETO, 2005).

Relés de sobrecorrente são classificados de acordo com o seu tempo de atuação (FILOMENA, 2008):

- Relé de sobrecorrente instantâneo (funções ANSI 50/50N): atuação em tempo muito curto, geralmente entre 15 ms e 50 ms;
- Relé de sobrecorrente temporizado (funções ANSI 51/51N): o tempo de atuação pode ser definido pelo usuário, não dependendo do valor de corrente. Pode também ser determinado por curvas do tipo tempo inverso, dependendo do valor da corrente.

O uso de relés temporizados é necessário, pois a magnitude da corrente de falta varia de acordo com o local do defeito. Portanto, no caso de uma falta distante, o relé precisa aguardar a ação de dispositivos próximos a falta e, caso a falta permaneça, o relé atue como proteção de retaguarda. Para faltas próximas da fonte, a magnitude das correntes se torna mais elevada. Para essas faltas, se faz necessário a utilização dos relés de sobrecorrente instantâneo (FILOMENA, 2008; MORETO, 2005).

Atualmente, ainda são muito utilizados relés eletromecânicos pelas companhias de distribuição, pois a substituição de todos os equipamentos existente seria bastante onerosa devido à grande quantidade existente. Porém, o uso de relés microprocessados é a tecnologia padrão do mercado. Um processador digital é usado para analisar os sinais de tensão e corrente do sistema, que são coletados através de transformadores de instrumentação e convertido para sinais digitais pelo relé. Além da possibilidade de se implantar diversas funções de proteção, o relé digital permite a utilização de sistemas de monitoramento e de controle remoto. Isso permite uma elevação nos índices de confiabilidade no fornecimento de energia (DECANINI, 2008; MORETO, 2005).

3.2.2 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Os equipamentos de proteção empregados em uma rede de distribuição convencional devem ser instalados seguindo os critérios listados abaixo (ELETROBRAS, 1982):

- em trechos de circuito longo, onde a magnitude de corrente do curto-circuito mínimo não for suficiente para sensibilizar os equipamentos de proteção de retaguarda, podendo ser utilizado um religador ou chave fusível;
- em ramais importantes, onde a probabilidade de ocorrência de faltas transitórias é elevada deve-se utilizar o religador ou o seccionador automático;
- em ramais importantes, onde a probabilidade de ocorrência de faltas transitórias for baixa, pode-se utilizar a chave fusível;
- em ramais alimentadores que se bifurcam em dois circuitos, deve-se utilizar o religador ou o seccionador automático;

- no primário dos transformadores de distribuição deve-se utilizar chave fusível;
- quando o número de fusíveis em série exceder três, deve-se usar o seccionador automático no lugar do terceiro fusível.

A presença de tantos equipamentos de proteção distintos ao longo da rede de distribuição obriga que exista uma sequência de atuação para garantir a seletividade do sistema. A proteção também precisa ser seletiva, ou seja, na ocorrência de uma falta, somente o dispositivo mais próximo do ponto deve atuar, garantindo um impacto mínimo para a rede como um todo (FILOMENA, 2008; SALLES, 2007).

O estudo de coordenação e seletividade de um sistema de proteção é realizado através da superposição das curvas de tempo de atuação pela corrente elétrica dos equipamentos envolvidos. Dessa forma, pode-se observar a sequência de atuação e definir as temporizações adequadas (SALLES, 2007).

Os requisitos para a coordenação e seletividade dos equipamentos variam entre os equipamentos. Por exemplo, para a seletividade entre dois elos fusíveis em série, o tempo total de atuação do fusível mais próximo da carga deve ser no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do fusível a montante (ELETROBRAS, 1982). Já a coordenação entre um relé de sobrecorrente e um religador envolve a escolha da curva de atuação adequada para cada um dos equipamentos. Nesse caso, o relé não deverá atuar enquanto o religador não finalizar toda a sua sequência de operação (SALLES, 2007).

3.3 SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE MICRORREDES

A proteção de microrredes representa um dos maiores desafios no seu desenvolvimento. O sistema de proteção deverá responder tanto para faltas na rede de distribuição quanto para as faltas no interior da microrrede. Isso torna o sistema complexo, pois devido a existência de várias unidades de geração nas proximidades e a possibilidade de várias topologias de circuito, passam a existir múltiplos cenários de operação com características diferentes (OUDALOV et al., 2014; PILAQUINGA, POZO, 2017).

A solução adotada atualmente recomenda a desconexão da microrrede no ponto de conexão em qualquer situação de falta. Essa solução é similar ao modelo proposto na norma de padronização IEEE 1547-2018 do Instituto de Engenheiros

Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) que estabelece a metodologia de conexão e operação de unidades de geração distribuída conectada à sistemas de potência. Pode-se então dizer que a filosofia de proteção de uma microrrede consiste em dois estágios (BO et al., 2010; CHOWDHURY et al., 2009):

1. Detecção de qualquer tipo de falta e a desconexão imediata, passando a operar em modo isolado;
2. Se a falta ocorreu no interior da microrrede, ela deverá ser isolada e eliminada. Caso a falta tenha ocorrido no lado da distribuidora, a microrrede deverá aguardar o sistema principal eliminar a falta antes de restabelecer a conexão no *Point of Common Coupling* (PCC - Ponto de Acoplamento Comum – tradução nossa).

Microrredes possuem autonomia suficiente para se manterem em funcionamento mesmo quando desconectadas da rede principal, suprindo toda a demanda de energia com as suas unidades de geração local, caso a produção de energia seja maior do que a carga demandada no momento do ilhamento. Porém, a decisão pelo ilhamento precisa ser bastante estudada e bem definida, pois ele traz consigo a necessidade de uma avaliação da situação geral do sistema, além de poder resultar em transtornos operacionais, como a perda de sincronismo das unidades de geração e problemas com transitórios. Portanto, a decisão pelo ilhamento representa um assunto de extrema importância, sendo preciso definir quando ele é realmente necessário (MENDONÇA, 2011).

Em caso de um curto-circuito na rede de distribuição, a microrrede pode acabar alimentando a falta, resultando na atuação indevida de dispositivos de proteção ou até na falha da detecção de uma falta, já que os dispositivos adotados são sensíveis aos valores de corrente. Portanto, a proteção da microrrede precisa de alguma forma detectar a ocorrência de faltas nas proximidades do ponto de conexão com a rede de distribuição (GANDOMKAR et al., 2012).

A microrrede também deve ser capaz de suportar um certo nível de desbalanceamento de tensão, já que estes ocorrem na rede de distribuição mesmo em situações normais de operação. Os níveis toleráveis devem ser definidos levando em conta a sensibilidade das cargas e unidades de geração presentes no interior da microrrede (CHOWDHURY et al., 2009).

A reconexão da microrrede à rede de distribuição pode representar uma atividade de grande complexidade. Como podem existir diversas unidades de geração

com características diferentes no interior da microrrede, é necessário um sistema automático para resincronizar as fontes, tornando necessário um centro de controle e uma infraestrutura de comunicação em todos os pontos da microrrede (CHOWDHURY et al., 2009).

Para faltas no interior da microrrede, o dispositivo de proteção mais próximo da falta deve atuar, devendo existir um dispositivo de retaguarda. Nesses casos, podem surgir algumas complicações devido à proximidade das unidades de geração e a possibilidade de vários modos de operação. Estratégias que utilizam da proximidade do local da falta para a atuação da proteção levando em conta a magnitude da corrente podem não funcionar de maneira correta, uma vez que ocorrem grandes mudanças nos valores de corrente de acordo com o modo de operação e as unidades de geração ativas no momento. Para que os sistemas identifiquem correntes assim, uma possível solução é a adoção da proteção adaptativa, que realiza reajustes nos parâmetros de relés direcionais de sobrecorrente de acordo com o estado atual da microrrede (CHOWDHURY et al., 2009; OUDALOV et al., 2014).

3.3.1 PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Métodos de proteção que se baseiam em valores de corrente são os mais encontrados em redes de distribuição. Os ajustes desses sistemas são realizados levando em conta o ponto de conexão. Esses métodos se tornam ineficientes na proteção de microrredes, que passam por alterações de topologia constantes, seja por motivos de operação ou por motivos econômicos. Assim, os ajustes nunca são os mesmos e dependem do estado atual da microrrede e das fontes ativas no momento (OUDALOV et al., 2014).

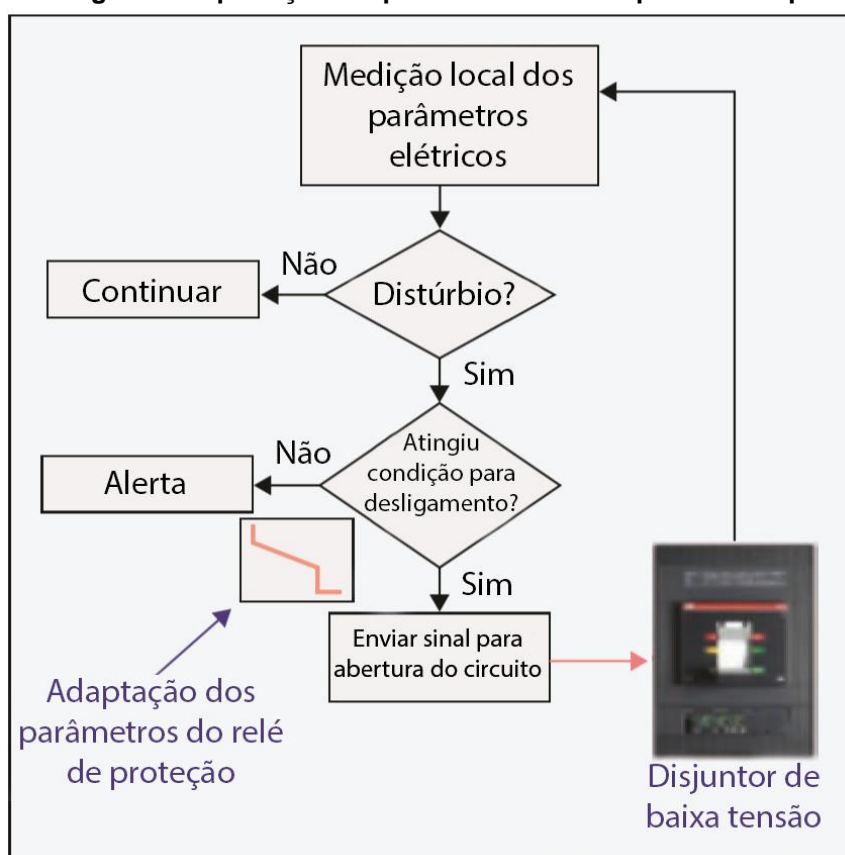
Para atender todas as necessidades das microrredes, a chamada proteção adaptativa se mostra como uma possível solução. Proteção adaptativa pode ser definida como uma atividade interativa que modifica as características de resposta da proteção baseada em uma mudança nas condições do sistema, de forma a se adequar a situação atual, por meio de sinais externos ou ações de controle (OUDALOV et al., 2014).

O sistema faz uso de relés direcionais de sobrecorrente, uma vez que equipamentos tradicionais não identificam o sentido da corrente de falta. Estes relés operam juntamente com uma interface de comunicação, atendendo normas

específicas, como a IEC 61850, comunicando-se com o controlador central da microrrede (ALMUTAIRY, 2016; OUDALOV et al., 2014).

A proteção adaptativa pode ser baseada em parâmetros pré-calculados ou calculados em tempo real. Quando realizada baseada em parâmetros pré-calculados, também chamada de modo *offline*, os parâmetros de todas as topologias consideradas são colocados em uma matriz, chamada de matriz de eventos. Estes dados são inseridos em um controlador lógico programável ou um computador, que trabalhará com informações coletadas pelos relés direcionais instalados em barramento estratégicos da microrrede e fará alterações nos ajustes se achar necessário. A figura 5 exemplifica esse modelo de proteção (OUDALOV et al., 2014).

Figura 5 - Fluxograma da proteção adaptativa baseada em parâmetros pré-calculados



Fonte: adaptado de Oudalov et al., 2014

Este tipo de proteção também pode ser implementado com parâmetros calculados em tempo real. Nesse método, os ajustes da proteção são recalculados em tempo real para atenderem o estado atual da microrrede. Esse esquema é constituído de um bloco que trabalha em tempo real e outro que não trabalha em tempo real. O bloco de tempo real trabalha monitorando a microrrede, detectando

distúrbios e ajustando os dispositivos. O bloco que não trabalha no tempo real, possui um banco de dados com valores padrões para algumas situações previstas, revisando a situação do sistema e determinando se o ajuste estabelecido pelo bloco em tempo real não viola nenhuma condição de contorno. Um fluxograma deste método de proteção é mostrado na figura 6 (OUDALOV et al., 2014).

3.4 CONCLUSÃO

Não é possível estabelecer os problemas da interação entre as redes de distribuição e as microrredes sem antes conhecer as principais características de operação e da proteção utilizada em cada um desses sistemas.

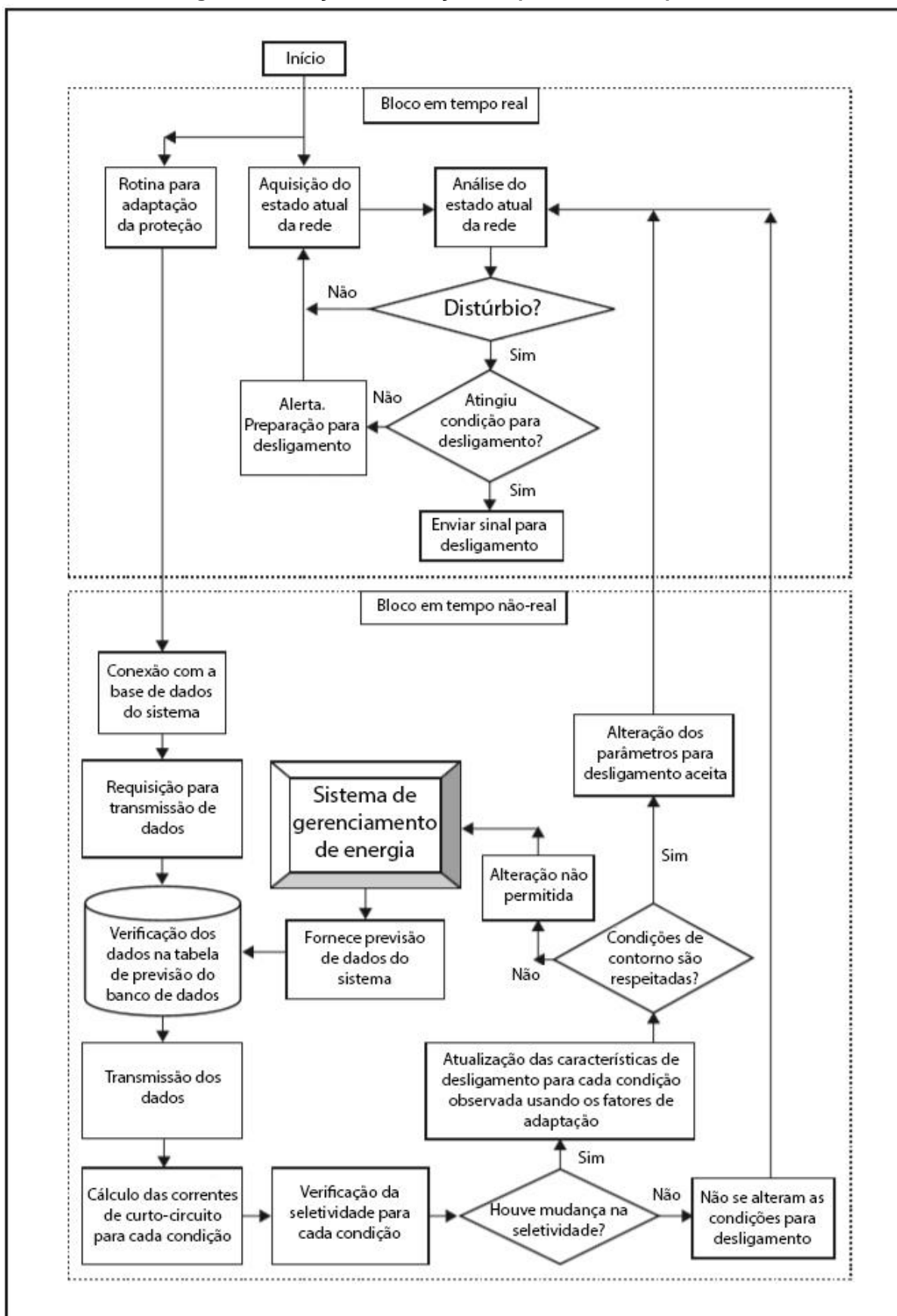
A ideia de uma rede de distribuição passiva, formada somente por cargas e distante dos centros de geração, guiou todo o desenvolvimento da metodologia de projeto da distribuição. Observa-se um sistema totalmente baseado nos efeitos de sobrecorrente para a detecção de faltas.

A geração distribuída está se popularizando mundialmente, principalmente por questões ambientais, e tem se mostrado uma boa solução para descarregar o sistema elétrico de potência. Microrredes seriam o próximo passo nessa evolução, pois elas representam a integração das unidades de geração distribuída, resultando em um sistema com grande autonomia.

Redes de distribuição estão se tornando elementos ativos do sistema elétrico e essa evolução traz consigo um grande problema: a estrutura de distribuição existente não está preparada para essa grande mudança de paradigma. Para permitir a introdução de microrredes, precisam ser definidos as formas de operação da proteção no ponto de conexão da microrrede com a rede de distribuição. Mas antes de estabelecer uma metodologia adequada, é preciso determinar quais os impactos causados pela microrrede nos dispositivos de proteção das redes de distribuição.

Os fusíveis são os dispositivos de proteção mais simples encontrados nas redes de distribuição. Nos próximos capítulos, será feita a modelagem de um sistema de testes no *software* PowerFactory, contendo uma rede de distribuição e uma microrrede, onde serão realizados estudos de curto-circuito com o objetivo de avaliar o comportamento dos fusíveis nas proximidades da microrrede.

Figura 6 - Atuação da Proteção Adaptativa em Tempo Real



Fonte: adaptado de Oudalov et al., 2014

4. MODELAGEM DA REDE E ESTRUTURA DE SIMULAÇÃO

Apesar dos benefícios que microrredes podem trazer para o sistema elétrico de potência, ainda existe uma grande força contrária por parte das concessionárias e órgãos reguladores devido ao grande impacto na operação e proteção do sistema de distribuição (GANDOMKAR et al., 2012).

Tendo isso em vista, este capítulo procura apresentar simulações de alguns cenários possíveis, buscando mostrar problemas e possíveis soluções que podem ocorrer no sistema de proteção da rede de distribuição considerando a presença de microrredes no sistema.

4.1 OBJETIVO DO ESTUDO DE SIMULAÇÃO

Para o sistema convencional brasileiro, atualmente a microrrede aparece como uma incógnita e, para aumentar sua viabilidade, serão necessários vários estudos de estabilidade, operação e controle que consigam analisar a robustez do sistema, como propõe Rese (2012). Sendo assim, o objetivo do trabalho é de uma análise estruturada sobre o comportamento da proteção do sistema do ponto de vista do *Point of Common Coupling* (PCC - Ponto de Acoplamento Comum – tradução nossa) de uma microrrede, tendo em vista as diversas modalidades de distúrbios possíveis.

Simulando uma microrrede industrial, como caracterizada no capítulo 2, interligada ao sistema elétrico de distribuição, objetiva-se observar a interação da microrrede com os elos fusíveis utilizados na proteção dos ramais da rede de distribuição.

Com este estudo, espera-se observar que nem sempre o comportamento dos sistemas de proteção convencionais será suficiente para garantir o estado operativo normal seguro, tendo em vista os impactos que uma microrrede pode oferecer. Para realizar os estudos de simulação, foi utilizado o *software* de análise de sistemas elétricos de potência *PowerFactory*, da empresa DlgSILENT.

4.2 O SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY

O simulador escolhido para realizar os estudos deste trabalho foi o *PowerFactory*, desenvolvido pela empresa DIGSILENT.

O *software PowerFactory* permite a análise de contingência, redução de redes, análise de sistemas de proteção (sobrecorrente e distância), análise de arco elétrico e energia incidente, análise de cabos, análise de qualidade de energia e harmônicas, ferramentas de redes de distribuição, análises probabilísticas, análises de confiabilidade, fluxo de potência ótimo, análises técnico-econômicas, estimação de estados, análises de estabilidade, transientes eletromagnéticos e identificação de parâmetros do sistema (DIGSILENT, 2018).

A empresa possui um programa que fornece licenças gratuitas por um período definido para estudantes que estão trabalhando na elaboração de trabalhos e artigos acadêmicos. A licença obtida tem limitações, sendo composta pelo pacote básico do *software*, pelas funções de análise de sistemas de proteção e pelas ferramentas de análise de sistemas de transmissão e distribuição. O uso da licença é restrito para estudo e pesquisa, tem validade de um ano e permite a inserção de sistemas com no máximo 50 barras.

O contrato de licença do *software* obtido com a empresa DIGSILENT é mostrado no apêndice A deste trabalho.

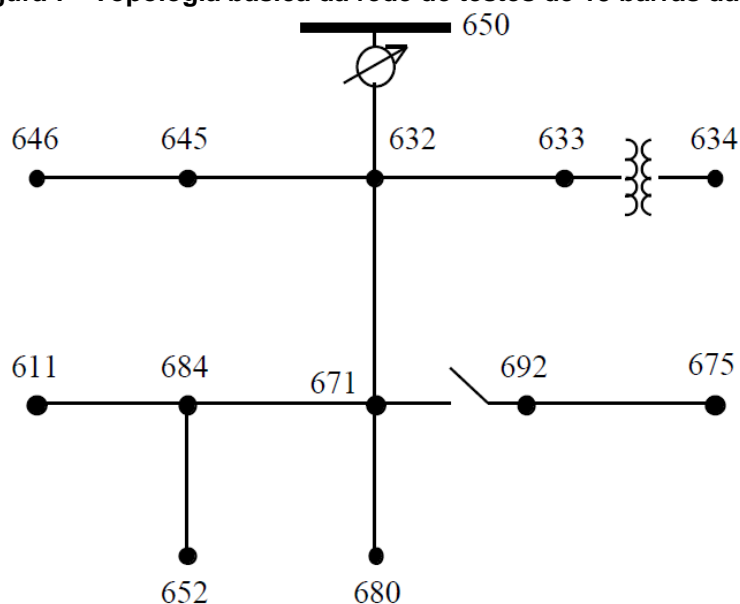
4.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO SIMULADA

No início da década de 1990, muitos programas computacionais estavam sendo desenvolvidos para a análise de sistemas de potência. Existia na época a necessidade de se estabelecer um padrão de referência, para que fosse possível a comparação entre os diversos algoritmos desenvolvidos, já que cada um deles adotava diferentes técnicas e considerações nos seus cálculos (IEEE, 1991).

Dessa forma, no ano de 1991 foi publicado pelo Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*) o artigo *Radial Distribution Test Feeder* (Alimentadores Radiais de Distribuição para Testes – tradução nossa) que apresentava alguns modelos de redes de distribuição padronizados com o intuito de serem utilizados como ferramenta de teste e validação de algoritmos computacionais de análise de sistemas de potência (IEEE, 1991).

Um dos modelos de teste desenvolvidos nesse artigo é o *IEEE 13 Node Test Feeder* (Alimentador Teste de 13 Nós – tradução nossa) cuja topologia básica é mostrada na figura 7.

Figura 7 - Topologia básica da rede de testes de 13 barras da IEEE



Fonte: Kersting, 2001

Esse modelo de testes possui 13 barras e, apesar do seu pequeno porte, possui algumas características bastante interessantes que o tornam uma boa referência para a grande maioria dos programas de análise de sistemas de potência. Dentre essas características, podemos citar (KERSTING, 2001):

- Rede relativamente sobrecarregada para um sistema de pequeno porte com tensão de 4,16 kV;
- Presença de cargas desequilibradas;
- Linhas com diferentes formas construtivas ao longo da rede;
- Presença de bancos de capacitores;
- Presença de um transformador.

Devido a sua topologia, o modelo de 13 barras da IEEE se mostra ideal para o estudo a ser realizado nesse trabalho. Porém, esse modelo possui algumas características que não são comumente encontradas nas redes de distribuição brasileiras, como a tensão de 4,16 kV e a grande variação na composição dos condutores (por exemplo, a existência de linhas monofásicas, linhas bifásicas com neutro e linhas trifásicas com neutro). Praticamente todas as suas cargas são desbalanceadas, além de existirem cargas que são distribuídas ao longo de uma das linhas, tornando a simulação mais complexa.

Portanto, para simplificar a simulação e tornar o modelo mais similar às redes de distribuição encontradas no Brasil, serão feitas algumas alterações no modelo original. São elas:

- A tensão de 4,16 kV será alterada para 13,8 kV;
- Todas as cargas utilizadas serão trifásicas balanceadas;
- A carga distribuída na linha entre as barras 632 e 671 será removida;
- Todas as linhas do modelo serão formadas por três cabos instalados de forma aérea sobre postes.

Dessa forma, a modelagem da rede de distribuição proposta torna-se mais simples, sem impactar no estudo que se deseja realizar.

4.3.1 PARÂMETROS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção serão descritos todos os dados inseridos no simulador para modelar a rede de distribuição baseada no modelo de 13 barras da IEEE.

As barras do sistema são descritas na tabela 3, onde são mostrados os seus códigos de identificação e sua tensão. Observa-se que todas as barras possuem tensão de 13,8 kV, exceto a barra 634, que está conectada ao secundário do transformador e possui tensão de 480V.

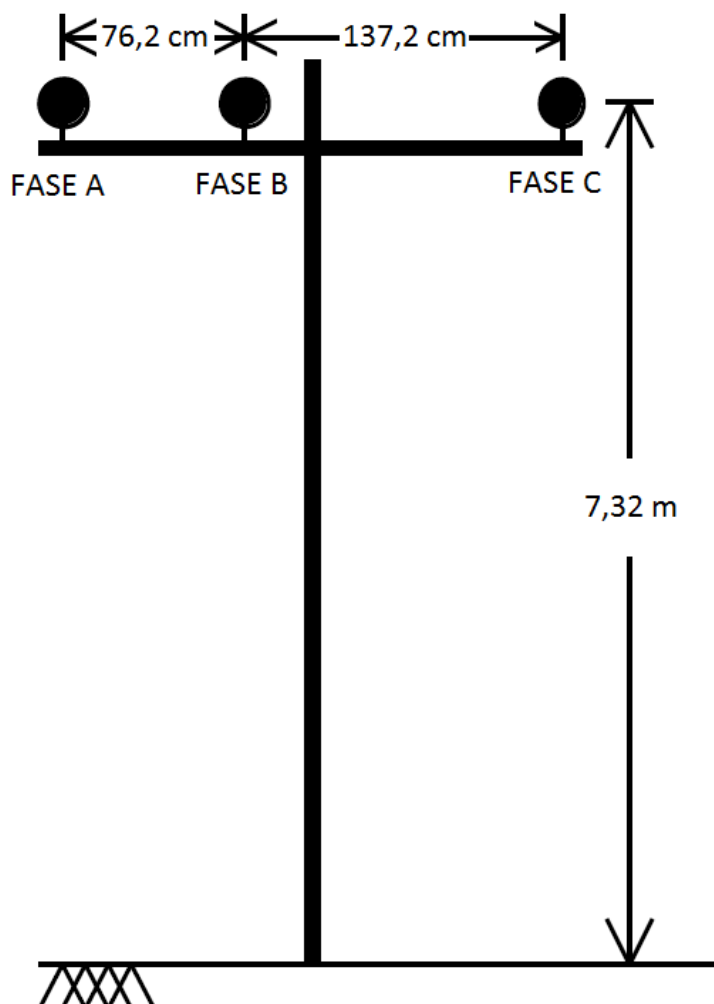
Tabela 3 - Tensão nas barras da rede de distribuição de testes

Identificação da barra	Tensão (kV)
650	13,8
632	13,8
645	13,8
646	13,8
633	13,8
634	0,48
671	13,8
684	13,8
611	13,8
652	13,8
680	13,8
692	13,8
675	13,8

Fonte: adaptado de Kersting, 2001

As linhas que interligam as barras são trifásicas compostas por três condutores cujo espaçamento entre as fases é mostrado na figura 8.

Figura 8 - Espaçamento entre os condutores da rede de distribuição



Fonte: adaptado de Kersting, 2001

São utilizados cabos de alumínio com alma de aço (CAA) na rede de distribuição cujas características são mostradas na tabela 4.

Tabela 4 - Características dos condutores da rede de distribuição

Condutor	Resistência a 50 °C (Ω/km)	Diâmetro (m)	Raio médio geométrico (m)
556.5 CAA	0,1155	0,02355	0,00954
4/0 CAA	0,3679	0,01430	0,00248

Fonte: adaptado de Kersting, 2001

Para realizar a simulação, é necessário inserir no *PowerFactory* as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero dos condutores, em ohms por quilômetro. Esses valores são calculados utilizando os dados fornecidos na tabela 4 e a metodologia descrita a seguir (ELETROBRAS, 1982).

As impedâncias de sequência positiva e negativa são calculadas utilizando a seguinte equação (ELETROBRAS, 1982):

$$Z_1 = Z_2 = R_a + j(X_a + X_d) \quad (1)$$

Onde:

- Z_1 : impedância de sequência positiva dos condutores, em Ω/km ;
- Z_2 : impedância de sequência negativa dos condutores, em Ω/km ;
- R_a : resistência de sequência positiva do condutor, em Ω/km ;
- X_a : reatância para espaçamento de 0,304 metros entre os condutores, em Ω/km ;
- X_d : reatância para espaçamento além dos 0,304 metros entre os condutores, em Ω/km .

A resistência de sequência positiva (R_a) do condutor depende da área da sua seção transversal, do material, da frequência de operação, da temperatura de trabalho e do comprimento. São valores fornecidos em tabelas pelos fabricantes de condutores. A tabela 4 mostra os valores de R_a utilizados neste trabalho.

A reatância para um espaçamento de 0,304 metros (X_a) é calculada utilizando a seguinte equação (ELETROBRAS, 1982):

$$X_a = 0,002894 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{0,304}{\text{GMR}} \quad (2)$$

Onde:

- f : frequência, em Hz;
- GMR: raio médio geométrico do condutor.

O raio médio geométrico (GMR) dos condutores usados neste trabalho são mostrados na tabela 4.

A reatância para um espaçamento além 0,304 metros (X_d) é calculada utilizando a seguinte equação (ELETROBRAS, 1982):

$$X_d = 0,002894 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{D}{0,304} \quad (3)$$

Onde:

- D : espaçamento equivalente dos condutores, em metros.

O espaçamento equivalente dos condutores é calculado usando a seguinte equação (ELETROBRAS, 1982):

$$D = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}} \quad (4)$$

Onde:

- D_{AB} : espaçamento entre as fases A e B;
- D_{BC} : espaçamento entre as fases B e C;
- D_{CA} : espaçamento entre as fases C e A.

Os espaçamentos entre os condutores foram mostrados na figura 8.

A impedância de sequência zero é calculada utilizando a seguinte equação (ELETROBRAS, 1982):

$$Z_0 = (R_a + R_e) + j(X_a + X_e - 2X_d) \quad (5)$$

Onde:

- Z_0 : impedância de sequência zero dos condutores, em Ω/km ;
- R_e : componente da resistência de sequência zero, em Ω/km ;
- X_a : reatância para espaçamento de 0,304 metros entre os condutores, em Ω/km ;
- X_e : componente da reatância de sequência zero, em Ω/km .

A componente da resistência de sequência zero (R_e) é calculada utilizando a seguinte equação (ELETROBRAS, 1982):

$$R_e = 0,002961 \cdot f \quad (6)$$

A componente da reatância de sequência zero (X_e) é calculada utilizando a seguinte equação (ELETROBRAS, 1982):

$$X_e = 0,004341 \cdot f \cdot \log_{10} \left(4665600 \frac{\rho}{f} \right) \quad (7)$$

Onde:

- ρ : resistividade do solo, em $\Omega \cdot \text{m}$.

Neste trabalho, iremos considerar o valor de 500 $\Omega \cdot \text{m}$ para a resistividade do solo, considerando um solo argiloso, conforme valores típicos mostrados na norma técnica brasileira ABNT NBR 7117:2012 – Medição de resistividade e determinação da estratificação do solo.

Utilizando o método descrito, obtemos os valores das impedâncias dos condutores que serão utilizados na simulação e que são mostrados na tabela 5.

Tabela 5 - Impedância calculada para os condutores da rede de distribuição

Conductor	Impedância de sequência positiva		Impedância de sequência zero	
	R_1 (Ω/km)	X_1 (Ω/km)	R_0 (Ω/km)	X_0 (Ω/km)
556.5 CAA	0,1155	0,3710	0,2932	2,0180
4/0 CAA	0,3679	0,4726	0,5456	2,1195

Fonte: autoria própria

A tabela 6 mostra as características das linhas que interligam as barras, tomando como referência a figura 7.

Tabela 6 - Características das linhas da rede de distribuição

Barra 1	Barra 2	Conductor	Comprimento (km)
650	632	556.5 CAA	0,6096
632	645	4/0 CAA	0,1524
645	646	4/0 CAA	0,0914
632	633	4/0 CAA	0,1524
633	634	Transformador	
632	671	556.5 CAA	0,6096
671	684	4/0 CAA	0,0914
684	611	4/0 CAA	0,0914
684	652	4/0 CAA	0,2438
671	692	Seccionadora 0 Ω	
692	675	4/0 CAA	0,1524
671	680	556.5 CAA	0,3048

Fonte: adaptado de Kersting, 2001

A rede de distribuição é alimentada pela subestação conectada na barra 650. Essa barra é usada como barra de referência para todo o sistema e possui nível de curto-circuito trifásico de 250 MVA razão reatância por resistência (X/R) máxima igual a 10.

Todas as cargas inseridas na rede de distribuição são trifásicas balanceadas, isto é, todas as fases consomem a mesma potência e estão equilibradas. Todas elas possuem uma característica indutiva. A tabela 7 mostra a localização e a potência ativa e reativa de cada carga.

Tabela 7 - Localização e características das cargas da rede de distribuição

Barra	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
634	0,340	0,120
645	0,170	0,125
646	0,230	0,132
671	1,155	0,660
652	0,128	0,086
611	0,170	0,080
675	0,843	0,462
692	0,170	0,151

Fonte: adaptado de Kersting, 2001

A rede possui dois bancos de capacitores trifásicos cuja localização e potência são mostrados na tabela 8.

Tabela 8 - Características dos bancos de capacitores da rede de distribuição

Identificação	Barra	Potência reativa (Mvar)
Capacitor 675	675	0,600
Capacitor 611	611	0,300

Fonte: adaptado de Kersting, 2001

O transformador que interliga as barras 633 e 634 tem as características mostradas na tabela 9.

Tabela 9 - Dados do transformador da rede de distribuição

Identificação	Transformador 1
Potência (MVA)	0,500
Tensão no enrolamento primário (kV)	13,8
Ligação do primário	Delta
Barra conectada ao primário	633
Tensão do enrolamento secundário (kV)	0,480
Ligação do secundário	Estrela aterrada
Barra conectada ao secundário	634
Impedância (pu)	1,1 + j2,0

Fonte: adaptado de Kersting, 2001

A rede de distribuição completa pode ser vista no apêndice C, juntamente com o resultado do fluxo de potência para a operação sem a conexão da microrrede.

4.3.2 PROTEÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O modelo de testes de 13 barras desenvolvido pela IEEE visava a análise do fluxo de potência e por esse motivo não incluía um sistema de proteção. Dessa forma, para o estudo a ser realizado nesse trabalho será necessário estabelecer e dimensionar um sistema de proteção para a rede de distribuição.

Para tornar a análise mais simples, toda a proteção da rede será feita utilizando fusíveis, considerando alguns critérios para o seu dimensionamento (ELETROBRAS, 1982):

- A corrente nominal do fusível que protege o ramal, deverá ser aproximadamente igual a 150% do valor da corrente nominal máxima naquele ponto;
- A corrente nominal do fusível deverá ter valor de no máximo 25% do valor da corrente de curto-circuito fase-terra mínimo (falta considerando uma resistência de falta de 40 Ω) no fim do trecho a ser protegido.

Os fusíveis serão posicionados nos ramais que derivam do alimentador principal da rede de distribuição (ramal entre as barras 650 e 680). Como a proteção do alimentador principal provavelmente seria feita utilizando um religador automático, não serão colocados dispositivos de proteção nesse ramal.

Os fusíveis foram modelados no simulador através da inserção das curvas de tempo por corrente do fabricante de fusíveis Delmar. As curvas adotadas são mostradas no apêndice B. Os fusíveis considerados são mostrados na tabela 10 (ELETROBRAS, 1982).

Tabela 10 - Lista de fusíveis utilizados no estudo de simulação

Elos preferenciais	6K, 10K, 15K, 25K, 40K, 65K, 100K, 140K, 200K
Elos não preferenciais	8K, 12K, 20K, 30K, 50K, 80K

Fonte: ELETROBRAS, 1982

A coordenação entre fusíveis é feita considerando o valor de curto-circuito fase-terra mínimo, por ser a falta mais provável de ocorrer. Além disso, para ampliar a faixa de coordenação entre fusíveis, recomenda-se utilizar em série somente elos fusíveis preferenciais ou somente elos fusíveis não preferenciais, conforme a tabela 10 (ELETROBRAS, 1982).

O dimensionamento dos fusíveis será feito considerando que a microrrede não está conectada na rede de distribuição. A tabela 11 mostra a corrente de operação

normal para os ramais da rede de distribuição onde serão inseridos os fusíveis de proteção, obtidas através do cálculo do fluxo de potência no *PowerFactory*.

Tabela 11 - Corrente de operação normal dos ramais da rede de distribuição

Ramal	Corrente de operação normal (A)
632-645	20
645-646	11
632-633	15
671-684	14
684-611	12
684-652	6
671-692	43
692-675	36

Fonte: autoria própria

A tabela 12 mostra a corrente curto-circuito fase-terra mínimo para cada ramal, calculadas utilizando o *PowerFactory*. O curto-circuito foi calculado utilizando o método completo, também conhecido como método da superposição (DIgSILENT, 2019).

Tabela 12 - Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo dos ramais da rede de distribuição

Ramal	Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo (A)
632-645	214
645-646	207
632-633	212
671-684	209
684-611	203
684-652	201
671-692	239
692-675	231

Fonte: autoria própria

Usando os critérios e os dados da rede de distribuição, os elos fusíveis foram dimensionados. A tabela 13 mostra os fusíveis selecionados para cada um dos ramais da rede de distribuição.

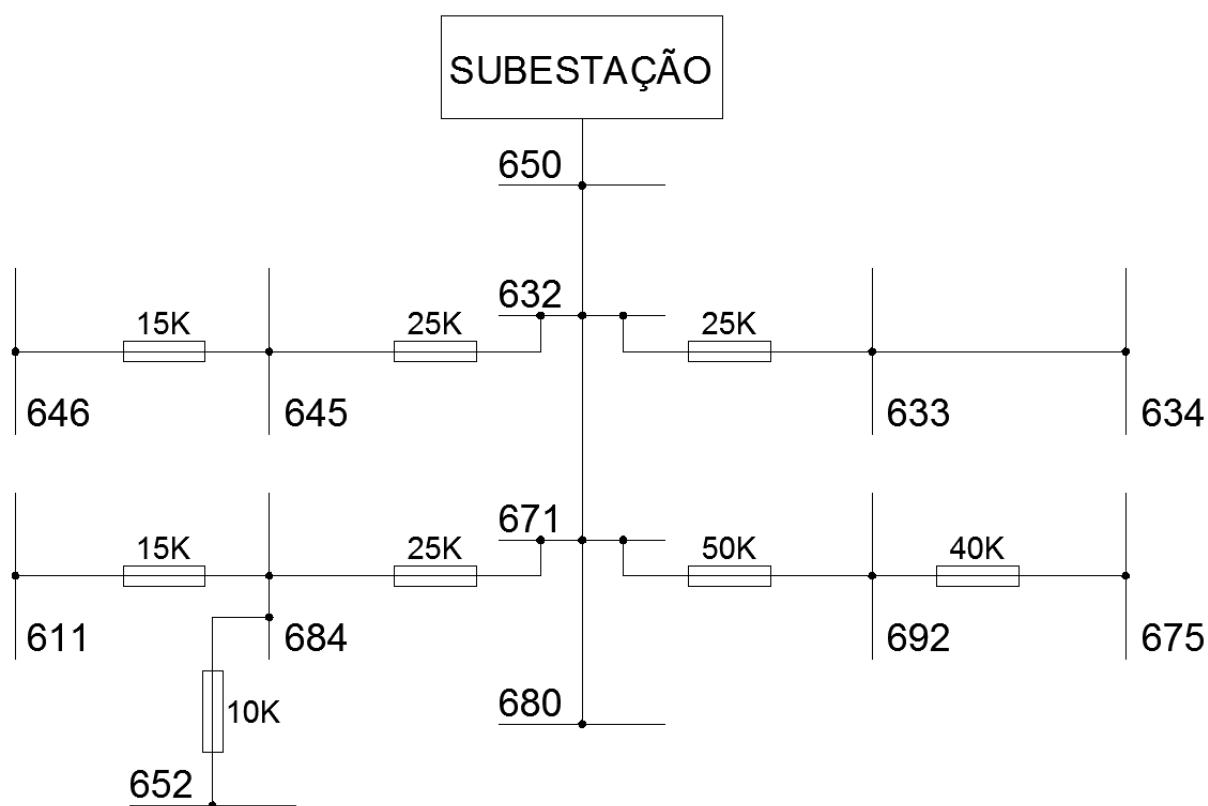
Tabela 13 - Fusíveis utilizados nos ramais da rede de distribuição

Ramal	Elo fusível
632-645	25K
645-646	15K
632-633	25K
671-684	25K
684-611	15K
684-652	10K
671-692	50K
692-675	40K

Fonte: autoria própria

A figura 9 mostra a localização de cada fusível na rede de distribuição.

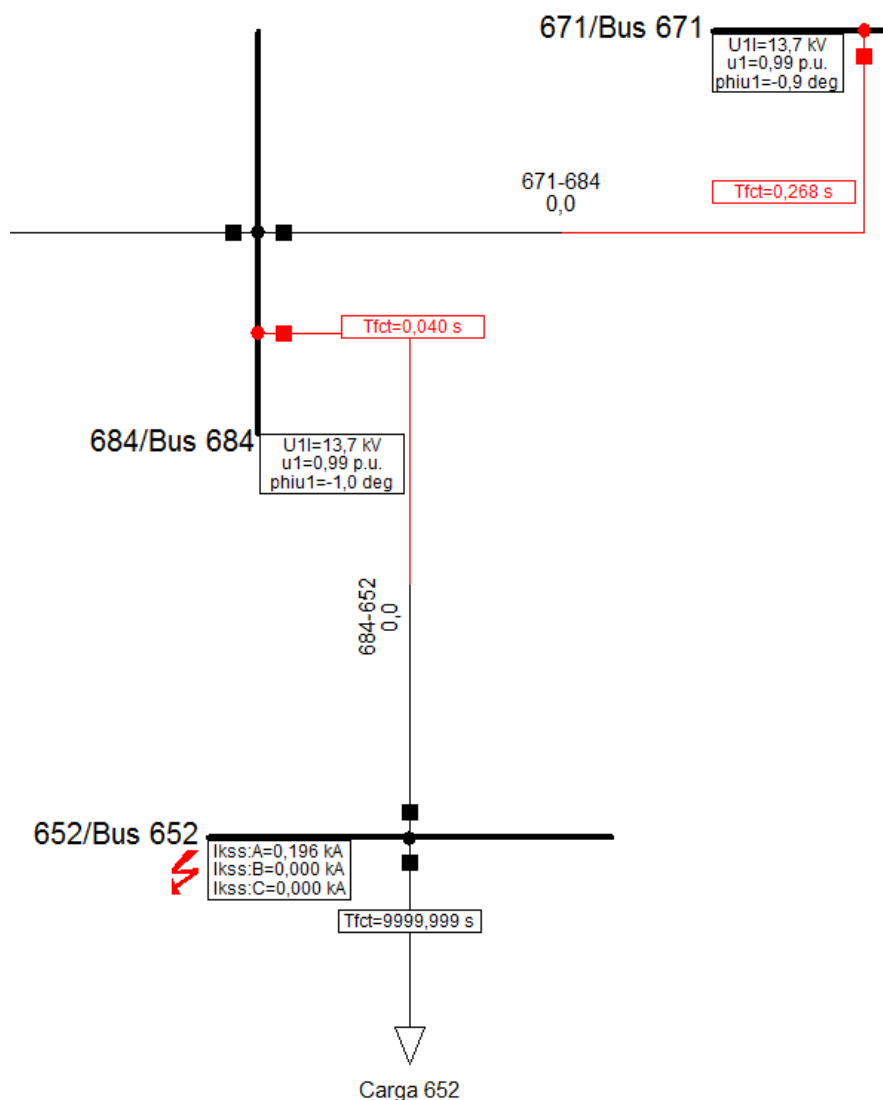
Figura 9 - Localização dos fusíveis da rede de distribuição



Fonte: autoria própria

Para exemplificar a atuação dos fusíveis, vamos observar as barras 671, 684 e 652 da rede de distribuição. Simulando um curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652, espera-se que o elo fusível localizado no ramal 684-652 seja o primeiro a atuar e que o elo fusível localizado no ramal 671-684 só atue, caso ocorra alguma falha no fusível mais próximo da falta. A figura 10 mostra os resultados da simulação. O valor mostrado junto dos ramos representa o tempo em segundos necessário para eliminação da falta pelo seu respectivo fusível.

Figura 10 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652 da rede de distribuição



Fonte: autoria própria

Observa-se que o elo fusível do ramal 684-652 atuaria em 0,040 segundos e, portanto, eliminaria a falta antes da abertura do fusível do ramal 671-684.

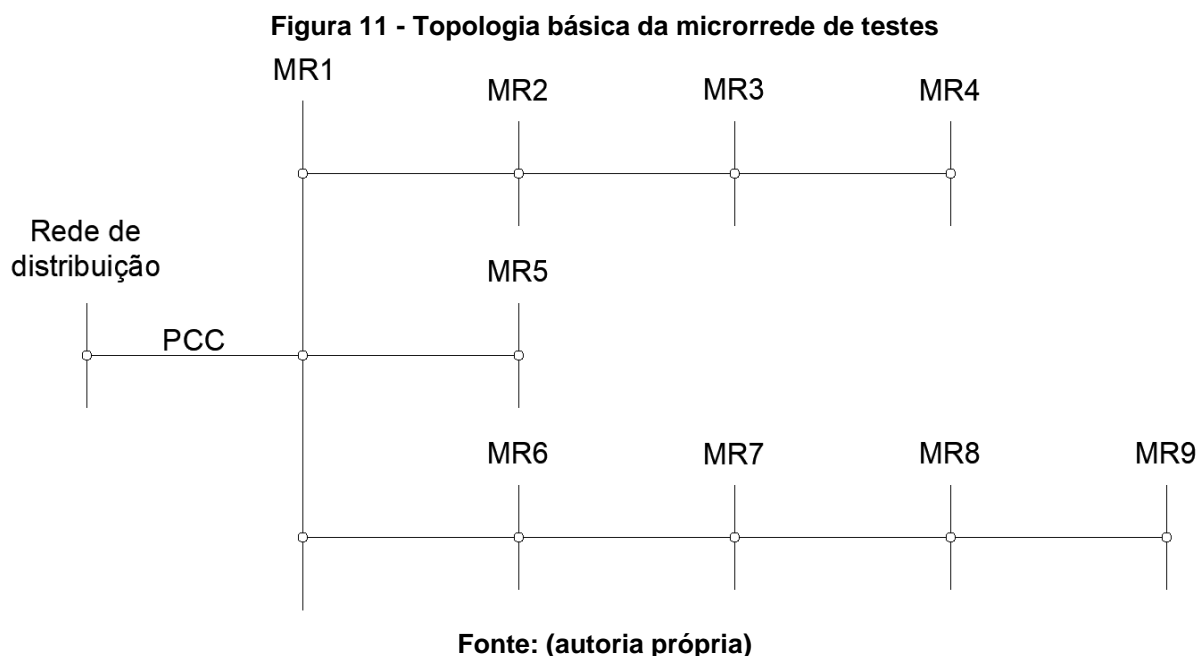
4.4 MICRORREDE SIMULADA

A microrrede a ser simulada foi construída levando em conta as seguintes características já discutidas no capítulo 2 deste trabalho:

- A conexão da microrrede com a rede de distribuição é feita no PCC;
- A microrrede possui unidades geradoras suficientes para suprir todas as suas cargas, possibilitando que ela opere tanto conectada à rede de distribuição como de forma ilhada;

- Os grupos de cargas estão distribuídas ao longo do seu circuito, assim como as unidades geradoras.

A figura 11 mostra a topologia básica da microrrede construída.



Como o simulador permite alterar com facilidade a barra onde a microrrede será conectada na rede de distribuição, várias possibilidades serão testadas, permitindo verificar o impacto da mudança de localização da microrrede nos resultados das simulações.

4.4.1 PARÂMETROS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO DA MICRORREDE

Nesta seção serão descritos todos os dados inseridos no simulador para modelar a microrrede de testes.

As barras do sistema são descritas na tabela 14, onde são mostrados os seus códigos de identificação e sua tensão. Observa-se que todas as barras possuem tensão de 13,8 kV e, portanto, não foram utilizados transformadores na simulação de forma a simplificar o modelo. Assume-se que os transformadores são inseridos próximos as cargas, conforme necessário.

Tabela 14 - Tensão nas barras da microrrede

Identificação da barra	Tensão (kV)
MR1	13,8
MR2	13,8
MR3	13,8
MR4	13,8
MR5	13,8
MR6	13,8
MR7	13,8
MR8	13,8
MR9	13,8

Fonte: autoria própria

As linhas que interligam as barras são trifásicas compostas por três condutores cujo espaçamento entre as fases é idêntico ao utilizado na rede de distribuição, conforme mostrado na figura 8.

Em toda a microrrede são utilizados cabos de alumínio com alma de aço (CAA) com seção 4/0 AWG cujas características são mostradas na tabela 4. Como esse mesmo condutor é utilizado na rede de distribuição, as impedâncias inseridas no simulador são mostradas na tabela 5.

A tabela 15 mostra as características das linhas que interligam as barras, tomando como referência a figura 10.

Tabela 15 - Características das linhas da microrrede

Barra 1	Barra 2	Condutor	Comprimento (km)
Rede de distribuição	MR1	4/0 CAA	0,500
MR1	MR2	4/0 CAA	0,250
MR2	MR3	4/0 CAA	0,200
MR3	MR4	4/0 CAA	0,300
MR1	MR5	4/0 CAA	0,600
MR1	MR6	4/0 CAA	0,100
MR6	MR7	4/0 CAA	0,250
MR7	MR8	4/0 CAA	0,150
MR8	MR9	4/0 CAA	0,200

Fonte: autoria própria

Todas as cargas inseridas na microrrede são trifásicas balanceadas, isto é, todas as fases consomem a mesma potência e estão equilibradas. Todas elas possuem característica indutiva. A tabela 16 mostra a localização e a potência ativa e reativa de cada carga.

Tabela 16 - Localização e características das cargas da microrrede

Barra	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
MR1	0,100	0,050
MR2	0,250	0,100
MR3	0,160	0,050
MR4	0,300	0,075
MR5	0,300	0,100
MR6	0,300	0,060
MR8	0,150	0,045
MR9	0,250	0,100

Fonte: autoria própria

Para simplificar a simulação, a microrrede possui apenas geradores síncronos. Todos eles possuem potência nominal de 1000 MVA com tensão de 13,8 kV. A tabela 17 mostra a localização de todos os geradores da microrrede, assim como o ajuste de despacho de cada um deles para a operação da microrrede interligada na rede distribuição. Os geradores foram modelados utilizando o controle de tensão local padrão do PowerFactory baseado no fator de potência do gerador.

Tabela 17 - Localização e características de geração dos geradores da microrrede

Barra	Potência aparente (MVA)	Fator de potência
MR2	0,400	0,96
MR4	0,400	0,96
MR7	0,400	0,96
MR8	0,400	0,96

Fonte: autoria própria

A microrrede completa pode ser vista no apêndice D, onde é mostrada a sua topologia juntamente com o resultado do fluxo de potência para a sua operação isolada da rede de distribuição.

4.5 OPERAÇÃO DO SISTEMA

Com todos os dados inseridos no simulador, foram realizados testes para verificar se o sistema está operando de forma satisfatória. O fluxo de potência foi calculado para o sistema completo com a microrrede conectada em duas barras, sendo elas:

- Microrrede conectada na barra 652 da rede de distribuição;
- Microrrede conectada na barra 646 da rede de distribuição.

O resultado completo do cálculo do fluxo de potência para a microrrede conectada na barra 652 é mostrado no apêndice E.

O resultado completo do cálculo do fluxo de potência para a microrrede conectada na barra 646 é mostrado no apêndice F.

Não foram modelados dispositivos de proteção na microrrede. Isso foi feito para que seja possível observar quais os efeitos da sua presença na ocasião de uma falta na rede de distribuição.

Com o sistema operando de forma satisfatória, serão iniciados os estudos dos impactos da microrrede no sistema de proteção da rede de distribuição. Serão simulados curtos-circuitos em diversos pontos da rede de distribuição, observando a influência da microrrede na atuação dos fusíveis de proteção. Todos os testes serão mostrados e discutidos no próximo capítulo deste trabalho.

5. DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados das simulações de falta realizadas no circuito de testes modelado no *software PowerFactory*, levando em consideração a presença de uma microrrede conectada ao sistema de distribuição no nível de tensão de 13,8 kV.

O tipo de falta a ser simulada em todos os casos é o de um curto-circuito fase-terra mínimo, isto é, considerando uma resistência de falta de 40Ω no ponto de falta. Essa falta foi escolhida devido ao seu uso no dimensionamento dos fusíveis, conforme discutido no capítulo 4 deste trabalho.

Primeiramente, serão feitas simulações com a microrrede conectada na barra 652. Para essa topologia serão estudadas as seguintes faltas:

- Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652 da rede de distribuição;
- Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 684 da rede de distribuição;
- Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 611 da rede de distribuição;
- Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 671 da rede de distribuição.

Em seguida, serão feitas simulações com a microrrede conectada na barra 646. Para essa topologia serão estudadas as seguintes faltas:

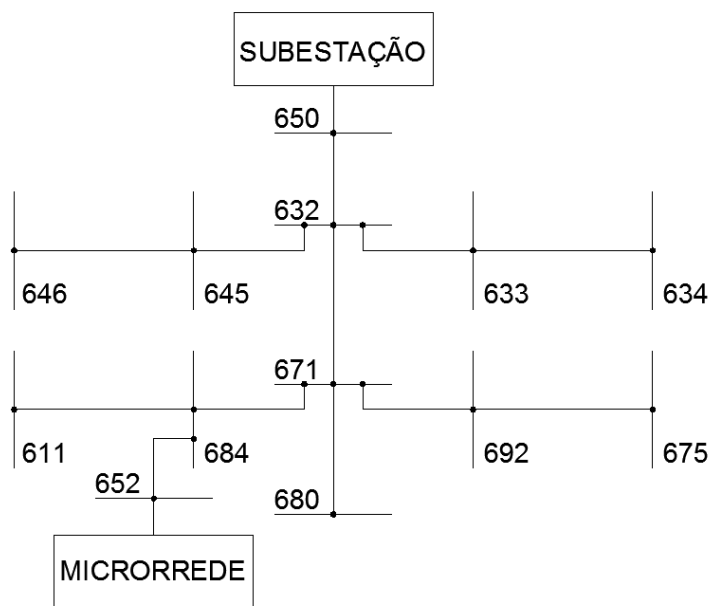
- Curto-circuito fase-terra mínimo no centro da linha 632-645 da rede de distribuição;
- Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 646 da rede de distribuição.

5.1 SISTEMA COM A MICRORREDE CONECTADA NA BARRA 652

Os primeiros estudos de falta serão feitos considerando a microrrede conectada a barra 652 da rede de distribuição. A figura 12 mostra um esquema básico da topologia a ser estudada. O circuito completo mostrando os resultados do fluxo de potência da rede de distribuição e da microrrede para esta topologia de circuito pode ser visto no apêndice E.

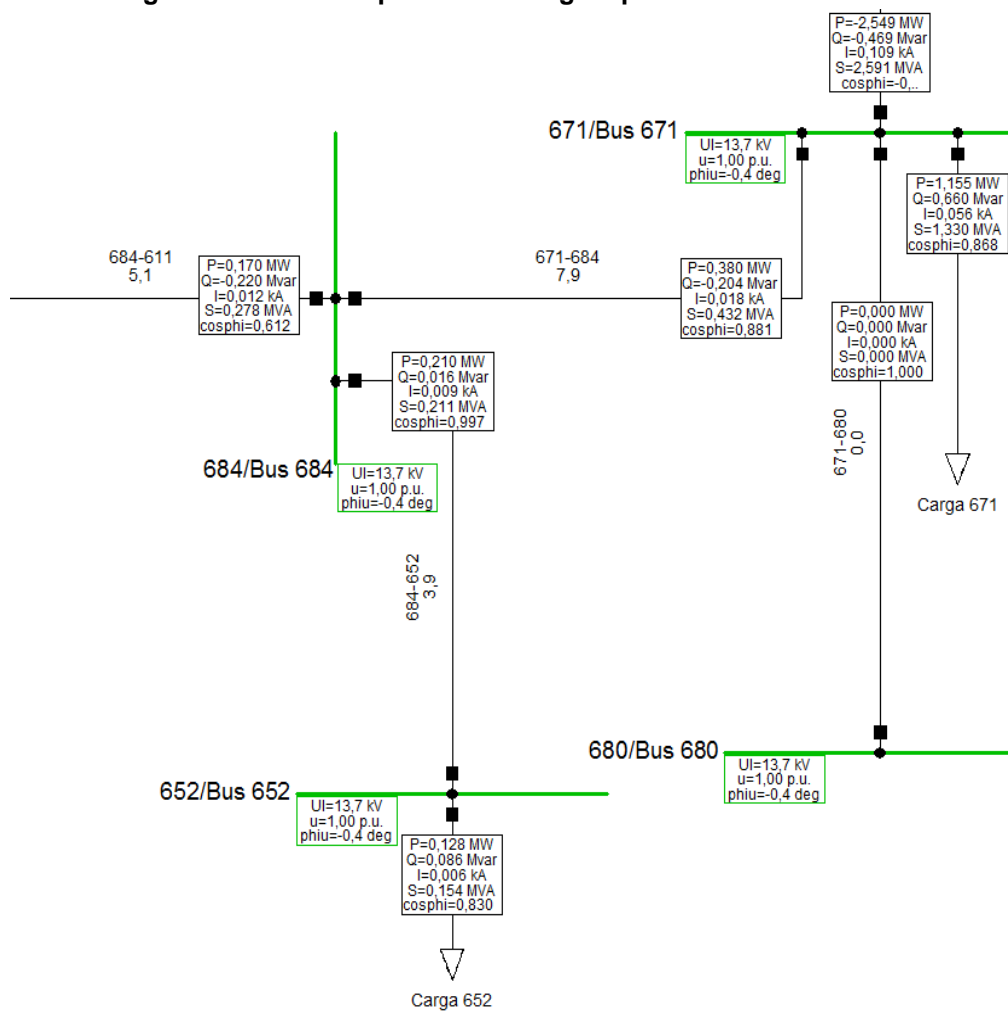
A figura 13 mostra os resultados do cálculo do fluxo de potência na região da rede de distribuição próxima a barra 652, onde a microrrede está conectada.

Figura 12 - Esquema básico do circuito com a microrrede conectada à barra 652



Fonte: autoria própria

Figura 13 - Fluxo de potência na região próxima da microrrede



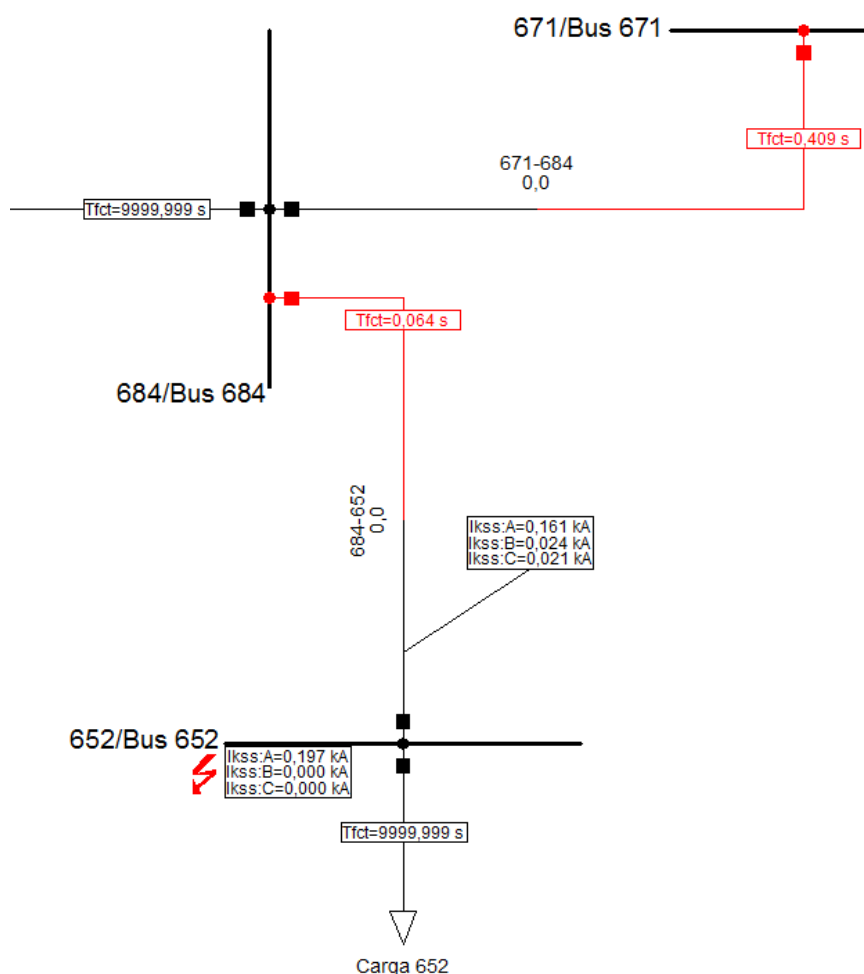
Fonte: autoria própria

5.1.1 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 652

A primeira falta a ser estudada é um curto-circuito fase-terra mínimo (considerando uma resistência de falta de 40Ω no ponto da falta) na fase A no mesmo barramento em que a microrrede está conectada. Ao simular essa falta, espera-se que o fusível localizado entre as barras 684 e 652 atue na tentativa de eliminar o trecho defeituoso do sistema.

A figura 14 mostra o resultado da simulação, sendo que o valor mostrado na caixa junto a sua respectiva linha representa o tempo em segundos para a eliminação da falta (T_{fct} - *Fault Clearing Time*) pelo dispositivo de proteção naquele ponto. Como o tempo de abertura do fusível localizado entre as barras 684 e 652 é igual a 0,064 segundos, valor inferior ao tempo de abertura do fusível localizado entre as barras 671 e 684, somente o fusível 684-652 se abre e observamos a coordenação da proteção da rede de distribuição, com a atuação do dispositivo mais próximo da falta.

Figura 14 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652 da rede de distribuição

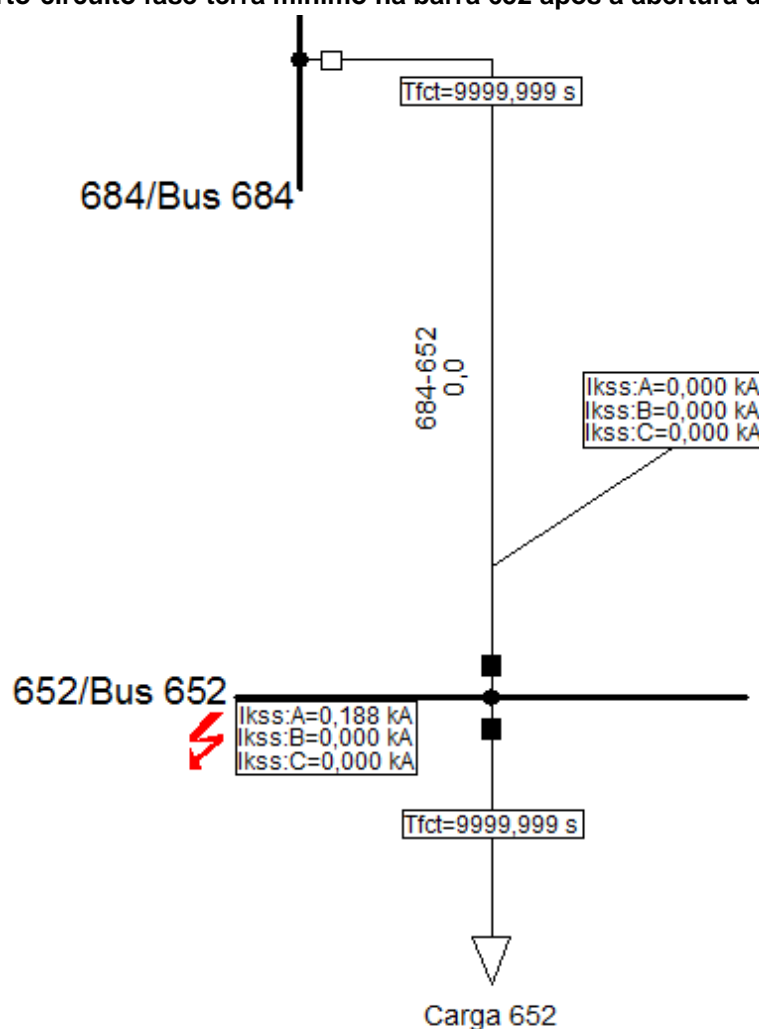


Fonte: autoria própria

A corrente de falta na fase A da barra 652 é de 197 A. Observa-se que a maior parte da contribuição da corrente de falta provém da rede de distribuição, sendo que a corrente na fase A na linha 684-652 é de 161 A e, portanto, o restante da corrente de falta é fornecido pela microrrede.

Com a abertura do fusível 684-652, eliminando a sua respectiva linha do circuito, espera-se que a microrrede passe a alimentar completamente a falta. Simulando agora esta situação do circuito com a linha 684-652 desconectada, observa-se que a microrrede permanece alimentando o curto-circuito. A figura 15 mostra o resultado da simulação para esta situação.

Figura 15 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652 após a abertura do fusível 684-652



Fonte: autoria própria

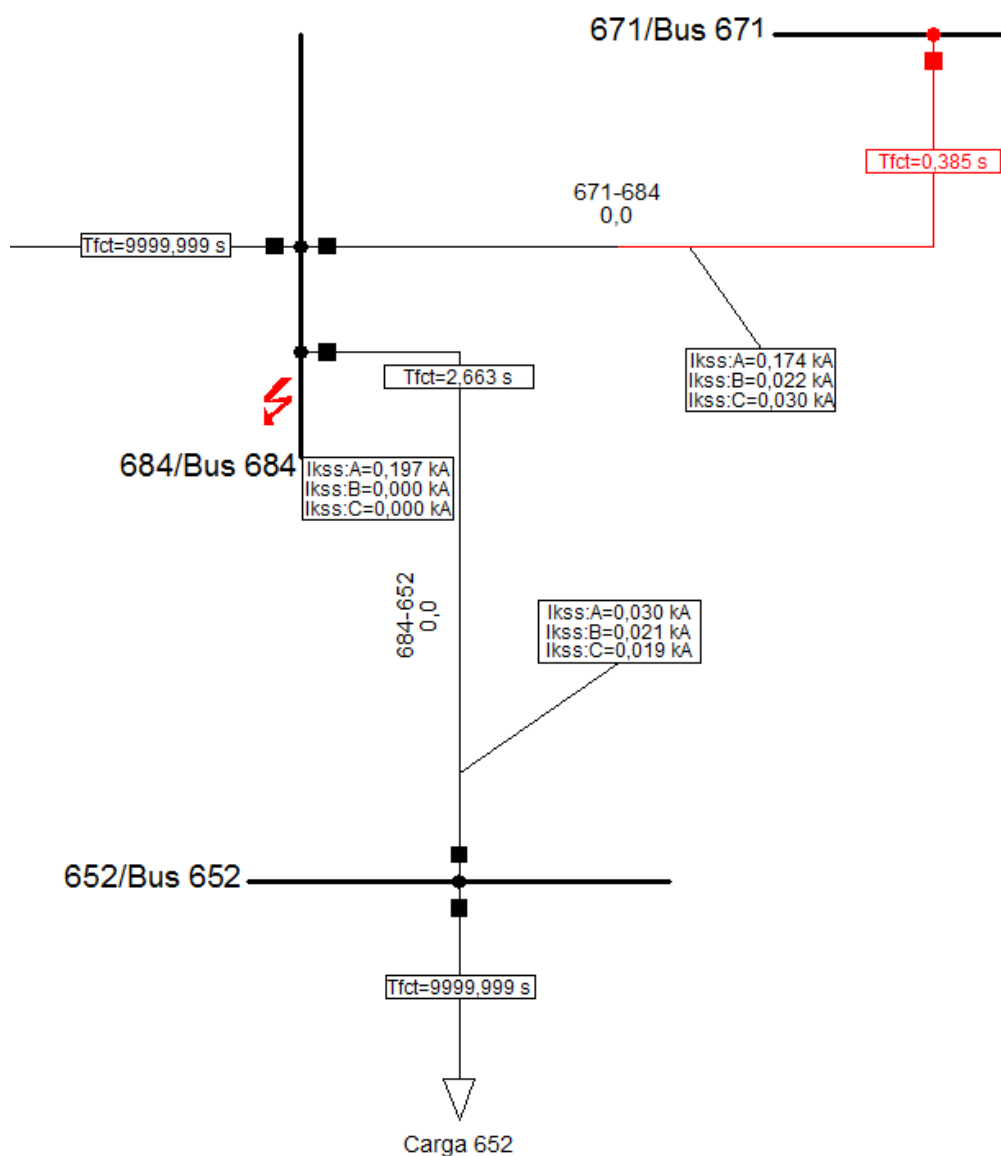
O resultado mostra a microrrede alimentando a carga conectada a barra 652 e o curto-circuito fase-terra. Dessa forma, a falta só seria eliminada completamente com a desconexão da microrrede.

5.1.2 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 684

A falta a ser estudada agora é um curto-circuito fase-terra mínimo na fase A na barra 684. Simulando essa falta, espera-se que o fusível localizado entre as barras 671 e 684 atue na tentativa de eliminar o trecho defeituoso do sistema, desconectando a barra 684 e, conseqüentemente, as barras 611 e 652 da rede de distribuição.

A figura 16 mostra o resultado desta simulação. Como esperado, observa-se a abertura do fusível conectado entre as barras 671 e 684, com um tempo de eliminação de falta de 0,385 segundos.

Figura 16 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 684 da rede de distribuição

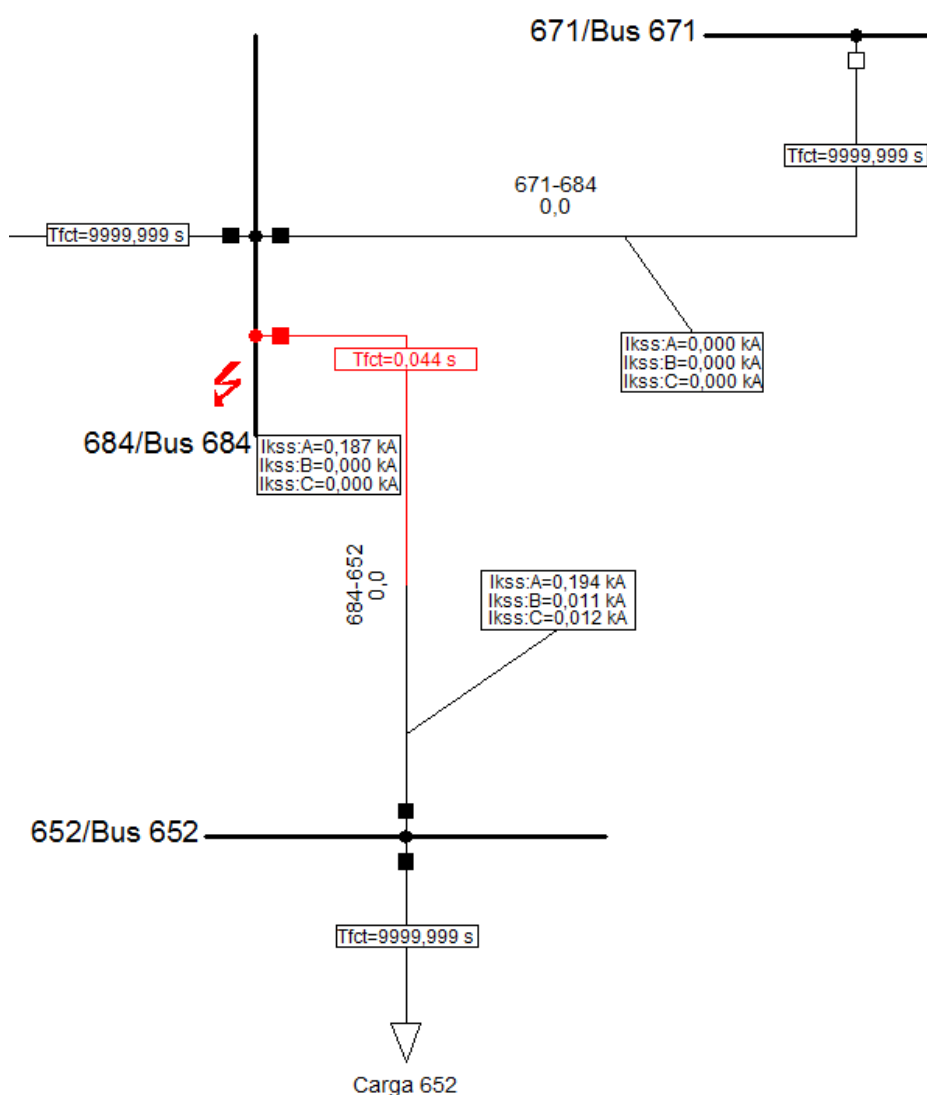


Fonte: autoria própria

Novamente, tanto a rede de distribuição quanto a microrrede alimentam o curto-circuito, pois a corrente na linha 671-684 é igual a 174 A, valor inferior a corrente de falta de 197 A na barra 684. Caso o fusível 671-684 falhe e não atue como previsto, o fusível entre as barras 684 e 652 atuaria em 2,663 segundos, eliminando a contribuição da microrrede na falta.

Com a abertura do fusível 671-684, espera-se que a microrrede passe a alimentar completamente a falta. Simulando agora esta situação do circuito com a linha 671-684 desconectada, observa-se que a microrrede permanece alimentando o curto-circuito. A figura 17 mostra o resultado da simulação para esta situação.

Figura 17 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 684 após a abertura do fusível 671-684



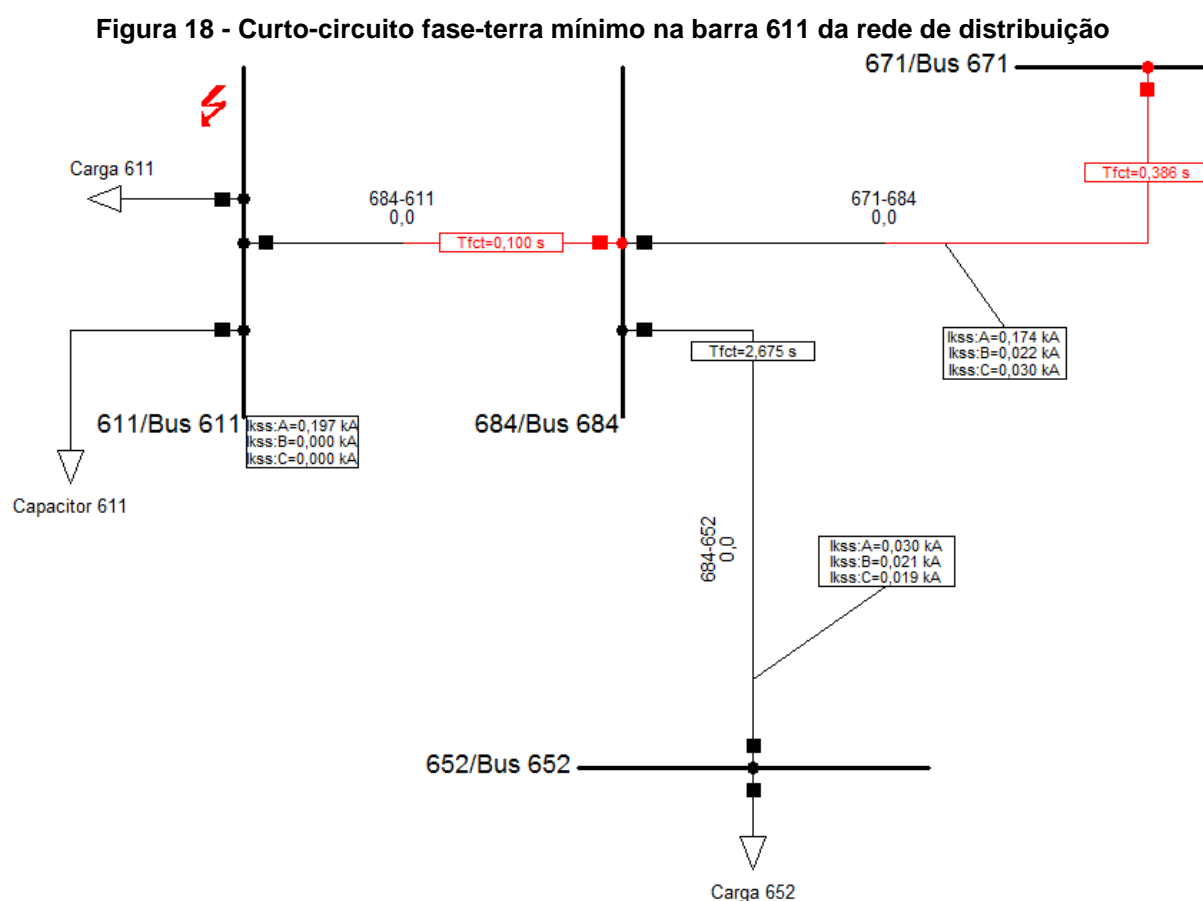
Fonte: autoria própria

Dessa forma, após a abertura do fusível 671-684, com a microrrede alimentando completamente o curto-circuito e as cargas das barras 652 e 611, o fusível

entre as barras 684 e 652 se abria em 0,044 segundos, eliminando assim completamente a falta. Portanto, a presença da microrrede resulta agora na necessidade de manutenção em dois pontos da rede de distribuição.

5.1.3 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 611

Novamente estudaremos um curto-circuito fase-terra mínimo na fase A na barra 611 da rede de distribuição. Espera-se que o fusível localizado entre as barras 684 e 611 atue, eliminando somente o trecho mais próximo da falta. A figura 18 mostra o resultado da simulação desta falta.



Fonte: autoria própria

Como esperado, observa-se a abertura do fusível conectado entre as barras 684 e 611, com um tempo de eliminação de falta de 0,100 segundos.

Caso ocorra algum problema que resulte na falha da atuação do fusível 684-611, espera-se que o fusível entre as barras 671 e 684 se abra, por ser o dispositivo de proteção localizado no nível acima mais próximo da falta. Observando

a figura 18, concluímos que isso realmente acontece, pois o tempo de abertura do fusível 671-684 é de 0,386 segundos.

Porém, observa-se que a falta resultaria também na abertura do fusível localizado entre as barras 684 e 652, devido a presença da microrrede na região. Dessa forma, a falta na barra 611 e a eventual falha do fusível 684-611 resultaria na abertura de um trecho indevido e no aumento da quantidade de pontos que precisam de manutenção.

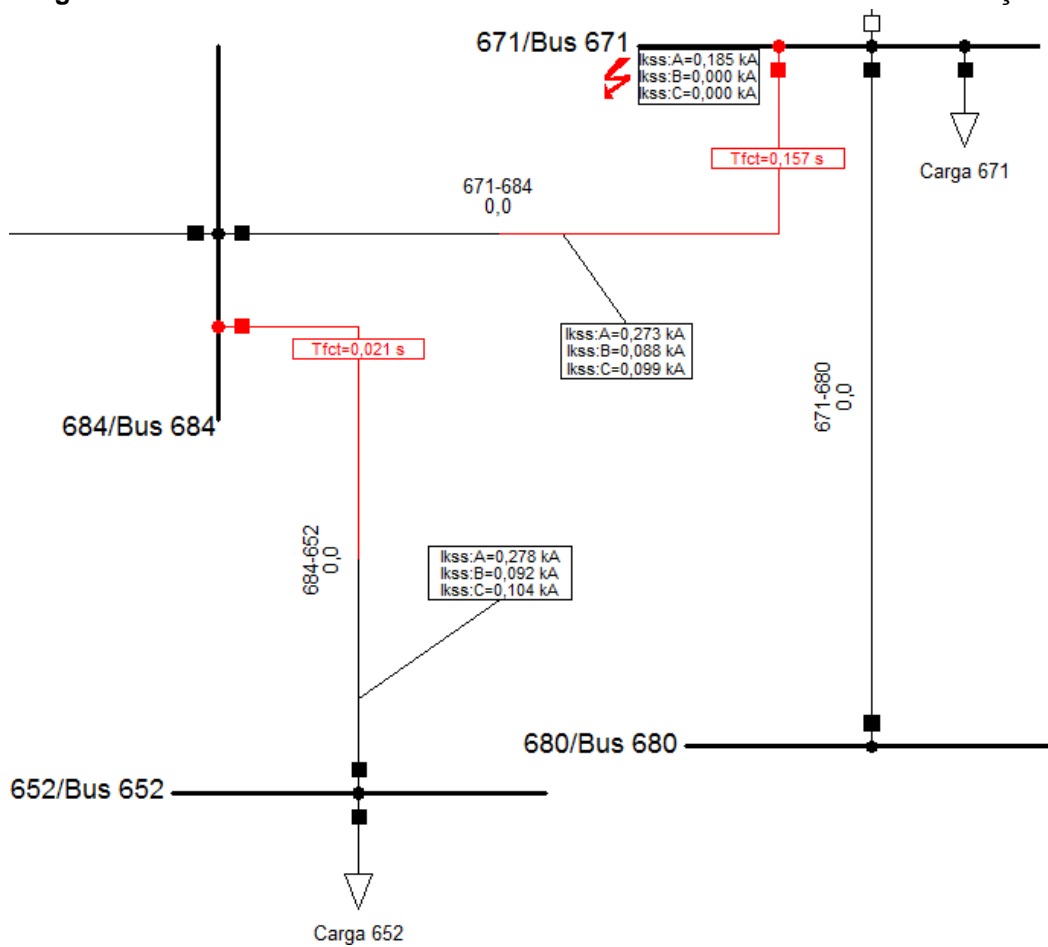
5.1.4 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 671

Caso ocorra uma falta na barra 671 da rede de distribuição, o dispositivo de proteção localizado entre a barra 632 e 671 deverá atuar, eliminando o trecho defeituoso do circuito. Como esse dispositivo provavelmente não seria um fusível, ele não foi simulado nesse estudo.

Vamos então simular a situação após a abertura do dispositivo de proteção localizado entre as barras 671 e 632 para observar o impacto da presença da microrrede. A figura 18 mostra o resultado de um curto-circuito fase-terra mínimo na fase A da barra 671 com a linha 632-671 desativada para simular a atuação do seu dispositivo de proteção.

Nessa condição, a microrrede passa a alimentar todas as cargas ligadas ao barramento 671 e o curto-circuito. Isso causa a abertura do fusível localizado entre as barras 684 e 652 em 0,021 segundos, podendo eventualmente também causar a abertura do fusível localizado entre as barras 671 e 684 (em caso de falha do fusível 684-652).

Figura 19 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 671 da rede de distribuição

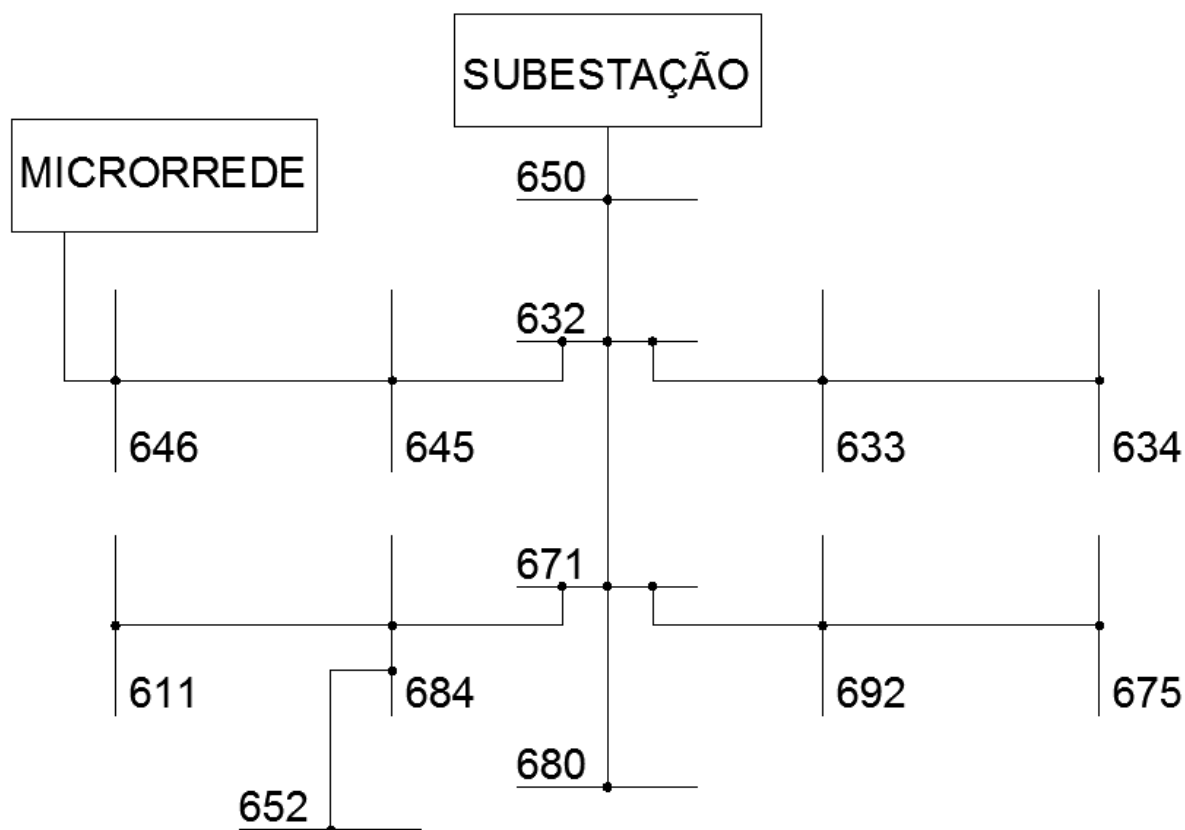


Fonte: autoria própria

5.2 SISTEMA COM A MICRORREDE CONECTADA NA BARRA 646

Serão apresentados nesta seção os estudos de falta considerando a microrrede conectada a barra 646 da rede de distribuição. A figura 20 mostra um esquema básico da topologia a ser estudada. O circuito completo mostrando os resultados do fluxo de potência da rede de distribuição e da microrrede para esta topologia de circuito pode ser visto no apêndice F.

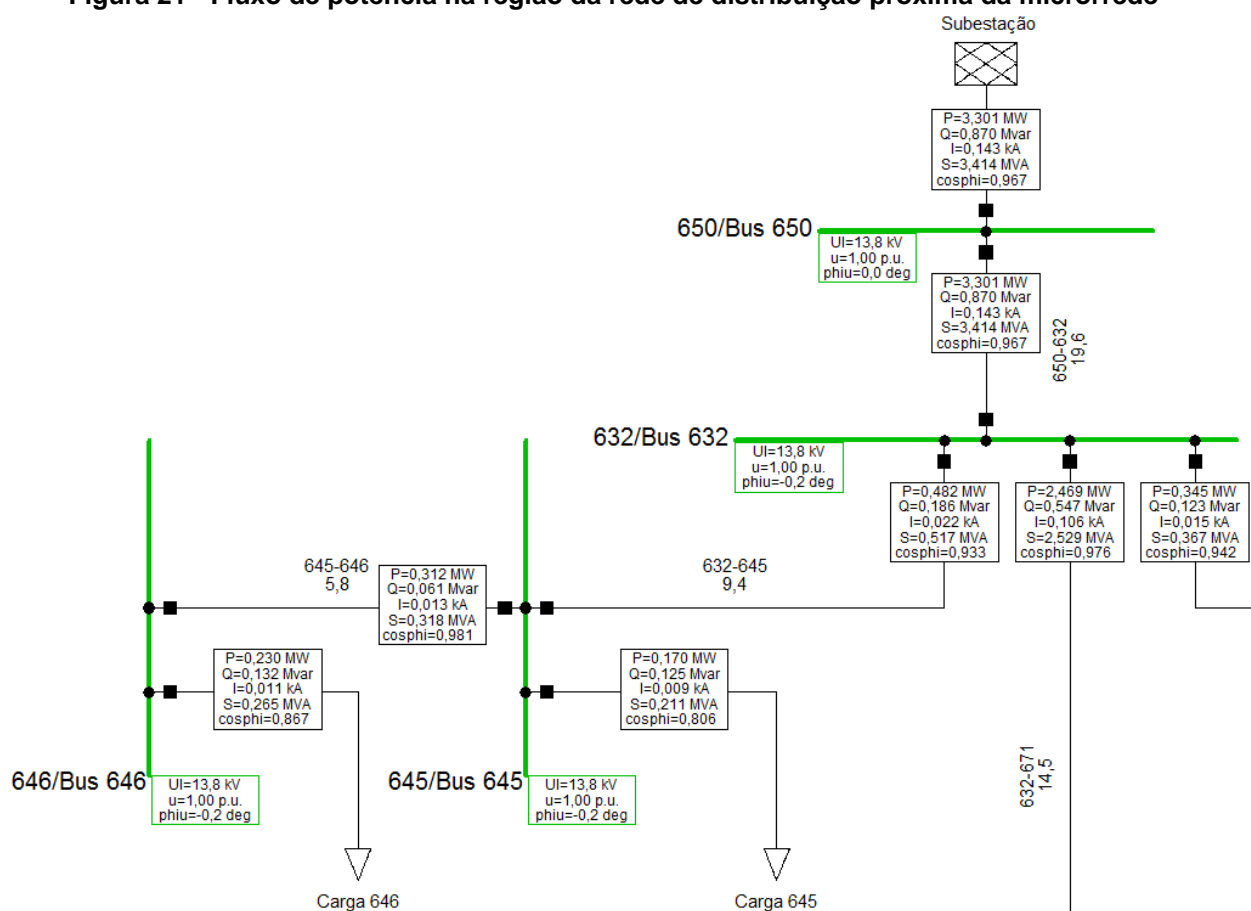
Figura 20 - Esquema básico do circuito com a microrrede conectada à barra 646



Fonte: autoria própria

A figura 21 mostra os resultados do cálculo do fluxo de potência na região da rede de distribuição próxima a barra 646, onde a microrrede está conectada.

Figura 21 - Fluxo de potência na região da rede de distribuição próxima da microrrede



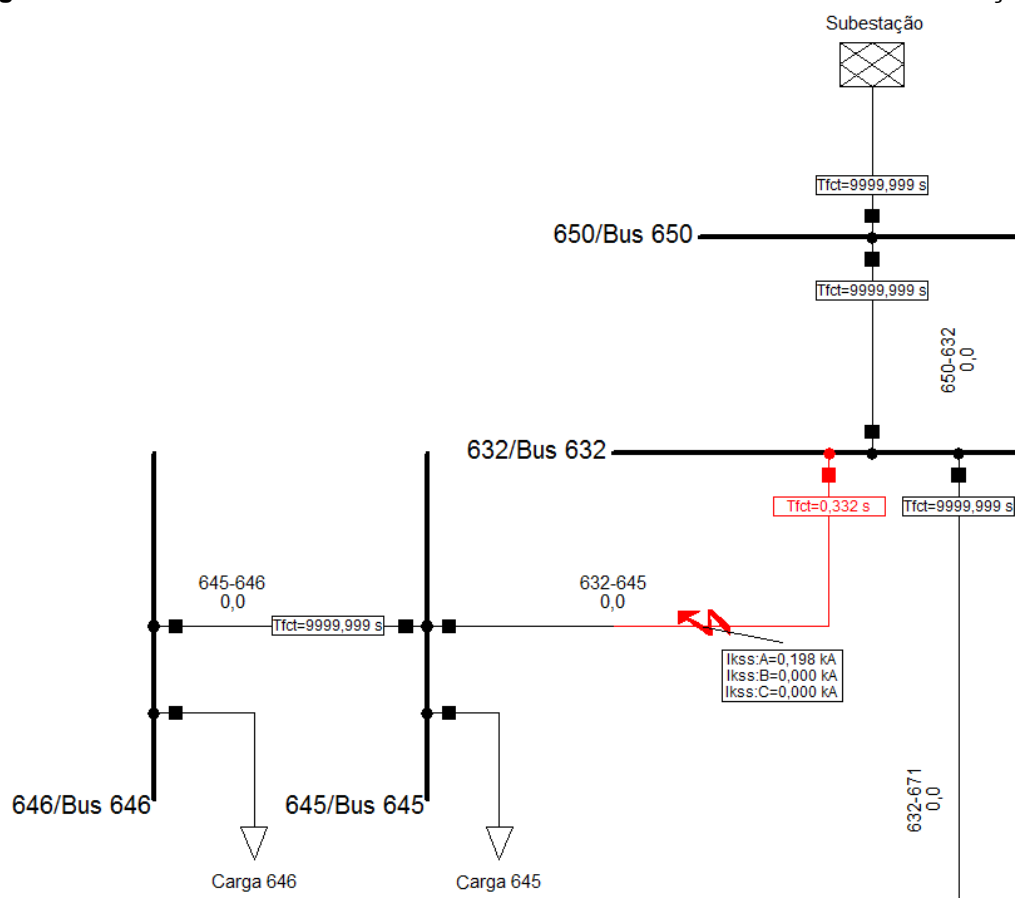
Fonte: autoria própria

5.2.1 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA LINHA 632-645

Analisaremos agora um curto-circuito fase-terra mínimo na fase A no ponto central da linha que interliga as barras 632 e 645 da rede de distribuição. Para essa situação, espera-se que o fusível localizado entre as barras 632 e 645 atue, eliminando o trecho defeituoso da rede de distribuição.

A figura 22 mostra o resultado dessa simulação. A falta simulada causa a abertura do fusível em 0,332 segundos. O restante dos dispositivos não é afetado pela falta nessa etapa.

Figura 22 - Curto-circuito fase-terra mínimo na linha 632-645 da rede de distribuição

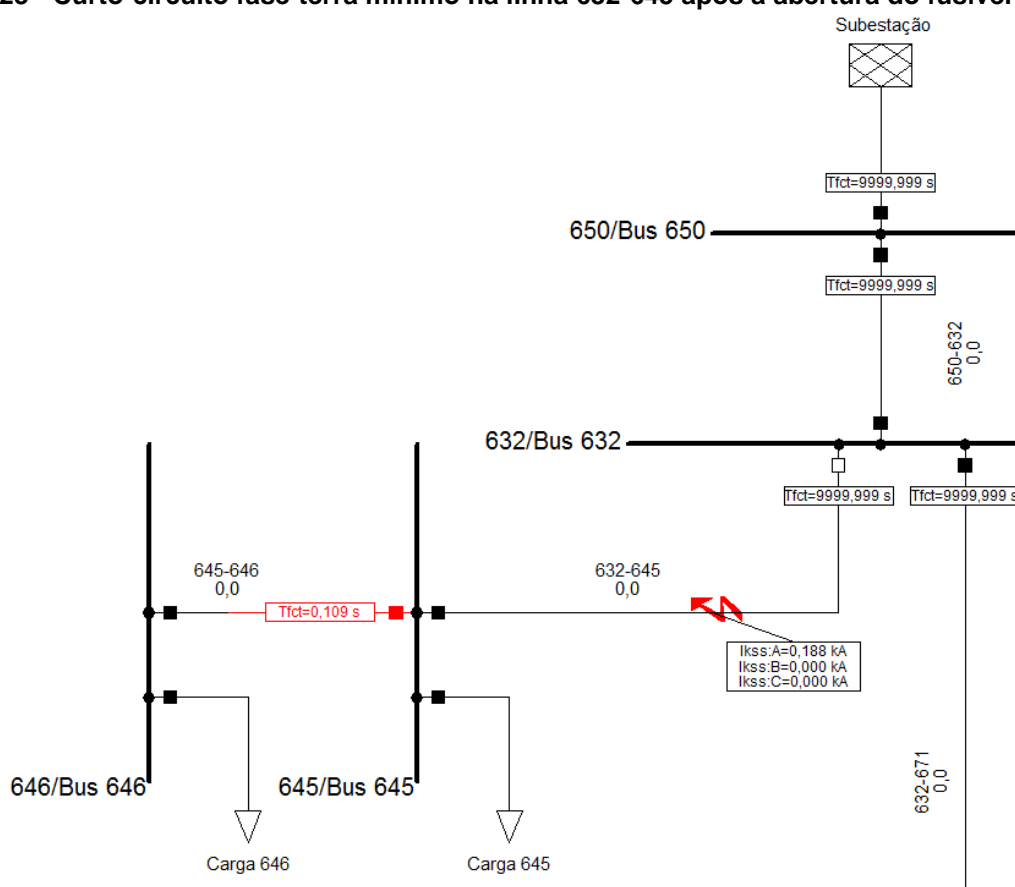


Fonte: autoria própria

Abrindo agora a linha 632-645 no ponto onde está localizado o fusível e repetindo a simulação, observamos que a microrrede passa a alimentar a falta, o que causa a abertura do fusível localizado entre as barras 645 e 646 em 0,109 segundos. A figura 23 mostra o resultado para essa situação.

Novamente, como observado nos estudos anteriores, a presença da microrrede no sistema resultou na atuação dos dispositivos de proteção em múltiplos pontos da rede de distribuição.

Figura 23 - Curto-circuito fase-terra mínimo na linha 632-645 após a abertura do fusível 632-645



Fonte: autoria própria

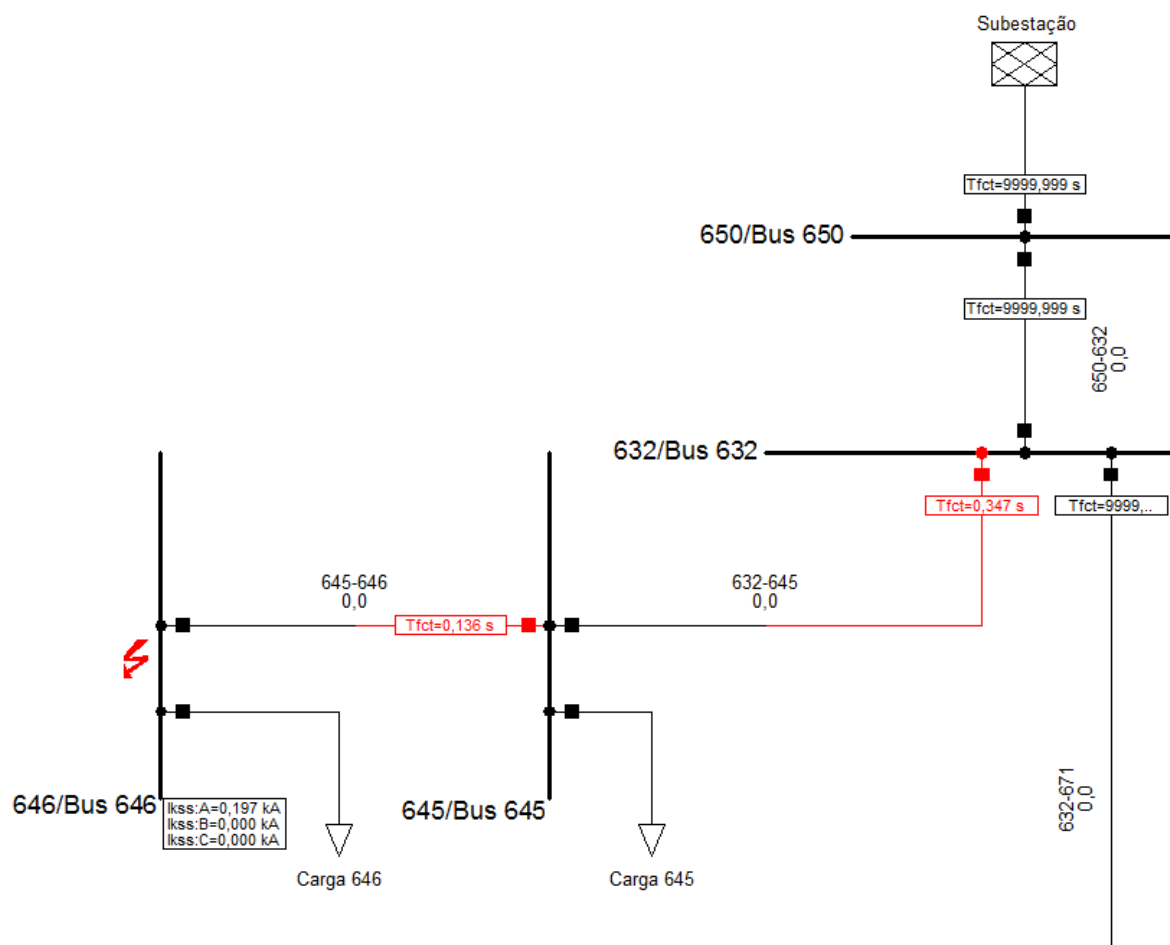
5.2.2 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO NA BARRA 646

A situação a ser estudada agora é um curto-circuito fase-terra mínimo na fase A na barra 646 onde está conectada a microrrede. Ao simular essa falta, espera-se que o fusível localizado entre as barras 645 e 646 atue, eliminando o trecho defeituoso do sistema.

De forma similar a simulação estudada na seção 5.1.1 (curto-circuito fase-terra mínimo na barra 652), a microrrede deve permanecer alimentando a falta após a abertura do fusível 645-646.

A figura 24 mostra o resultado da simulação para essa situação.

Figura 24 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 646 da rede de distribuição

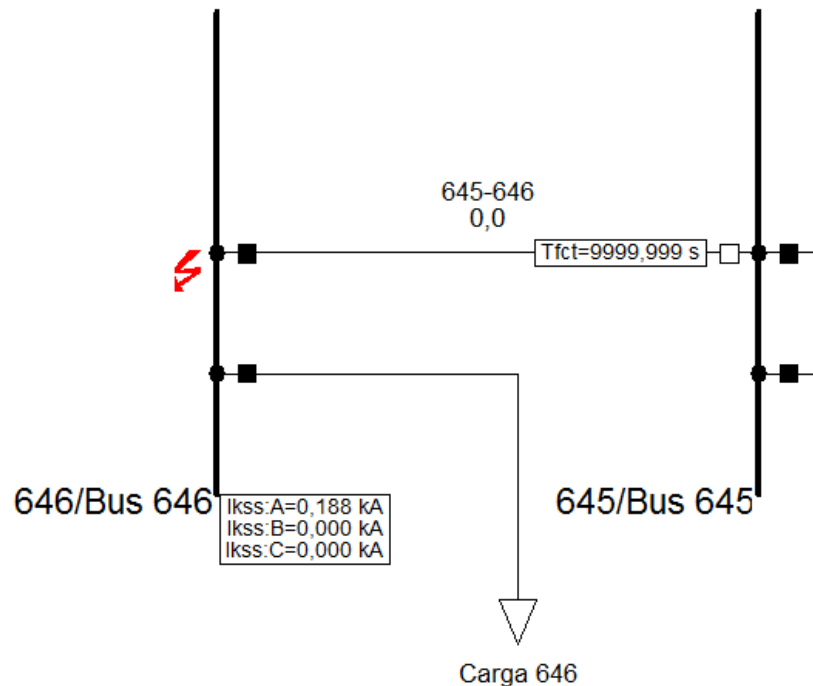


Fonte: autoria própria

Como esperado, o fusível 645-646 se abre em 0,136 segundos, valor inferior ao tempo de abertura do fusível adjacente localizado entre as barras 632 e 645. A figura 25 mostra o resultado da simulação após a retirada da linha 645-646.

O resultado mostra a microrrede alimentando a carga conectada a barra 646 e o curto-circuito fase-terra. A microrrede fornece os 188 A para a falta, sendo que ela só será eliminada com o ilhamento da microrrede.

Figura 25 - Curto-circuito fase-terra mínimo na barra 646 após a abertura do fusível 645-646



Fonte: autoria própria

5.3 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Neste capítulo foi realizado um estudo do impacto da presença de uma microrrede sobre os fusíveis do sistema de proteção da rede de distribuição. Foram modeladas duas topologias de rede, sendo que a diferença entre elas era a barra da rede de distribuição na qual a microrrede era conectada. Foram então analisados seis casos de curto-circuito fase-terra mínimo em diferentes pontos da rede de distribuição.

Em geral, observou-se que os fusíveis se mostraram eficazes na eliminação da contribuição da rede de distribuição na corrente de falta. Porém, as faltas permaneciam alimentadas devido a geração de energia existente no interior da microrrede.

Foram detectados dois problemas para a proteção da rede de distribuição causados pela microrrede:

1. A falta na rede de distribuição não é extinta;
2. A presença da microrrede causa a atuação de fusíveis em trechos desnecessários.

O primeiro problema pode ser observado nos casos descritos nas seções 5.1.1 e 5.2.2 deste trabalho. As duas situações ilustram um curto-circuito na barra onde a

microrrede está conectada. Em ambos os casos, a falta só deixaria de ser alimentada com o ilhamento da microrrede.

O segundo problema é ilustrado pelos casos descritos nas seções 5.1.2, 5.1.4 e 5.2.1. Essas situações mostram uma falta em uma barra adjacente ao ponto de conexão da microrrede. A atuação indevida dos fusíveis é causada pela corrente de falta fornecida pelos geradores da microrrede.

De maneira geral, a presença da microrrede causa um aumento dos pontos que precisam de manutenção na rede após uma falta. Essa situação pode ser evitada com a desconexão da microrrede após a detecção de uma falta nas proximidades do ponto de conexão com a rede de distribuição.

Uma possível solução para a detecção de uma falta externa a microrrede poderia ser através da utilização de relés de sobrecorrente direcional. O módulo 3 do PRODIST exige a utilização desse relé para o acesso de micro e minigeração distribuída com potência superior a 75 kW na rede de distribuição, conforme mostrado na tabela 2.

Os parâmetros de ajuste para esse relé de proteção precisam ser analisados para cada situação, sendo necessário avaliar os níveis de corrente de falta e compará-los com uma condição onde a microrrede simplesmente alimenta as cargas da rede de distribuição, caso a distribuidora permita essa condição de operação.

Ficou também evidente durante o estudo, a importância da existência de um canal de comunicação entre a microrrede e a rede de distribuição, tanto para uma solicitação de desconexão quanto para a reconexão da microrrede. Em uma situação pós falta, a reconexão da microrrede só poderia ser realizada após a permissão da rede de distribuição, com a comunicação de que todos os trabalhos de manutenção foram realizados com sucesso e a rede está apta para a conexão da microrrede.

Seja como for, a presença de microrredes torna mais complexa a interação entre cliente e concessionária, sendo possivelmente necessária a existência de um canal de comunicação direto entre eles, principalmente quando se tratar de microrredes de grande potência. Também se torna necessário um estudo mais complexo para os sistemas de proteção, que leve em consideração a análise dos diversos cenários de falta possíveis, levando em conta a configuração da rede de distribuição nas proximidades da microrrede, garantido a adoção de dispositivos de proteção adequados e ajustados de forma a garantir a operação segura do sistema como um todo.

6. CONCLUSÃO

O surgimento das diversas fontes renováveis de energia aos sistemas de distribuição bem como a necessidade de um sistema robusto e confiável, como discutido no capítulo 2, corroboram a popularidade do tema microrredes na atualidade. Elas podem ser consideradas como uma alternativa no fornecimento de energia que pode atender e dar origem a diversas segmentações novas de consumidores.

A dinâmica do funcionamento das microrredes não traz nada de novo para o sistema elétrico do ponto de vista do fornecimento de energia segmentado, algo que nos remete às origens do sistema elétrico onde existiam apenas “pontos” de geração e distribuição de energia em pequenas cidades ou localidades rurais, como discutido no capítulo 2. Porém, a dinâmica comunicativa a qual sugere a integração com o sistema elétrico é sim a característica inovadora e que nos traz uma vasta gama de possibilidades e também de oportunidades de estudo, uma vez que, como exemplificado ao longo do trabalho, a popularização da inserção destes sistemas implica em várias frentes, como legislatórias, regulatórias, operativas e econômicas.

Pode-se observar a necessidade de equipamentos mais complexos bem como a comunicação das centrais das microrredes com os barramentos próximos ou com a subestação que a alimenta, utilizando dispositivos apropriados. Isso por que, a microrrede não só se comporta como uma fonte que alimenta os pontos de falta adjacentes ao seu barramento como também influencia na atuação de dispositivos que não deveriam atuar no caso de falta, como evidenciado no estudo de simulação; essa comunicação serviria tanto para eliminar a contribuição da microrrede no sistema de distribuição em caso de faltas, bem como para a reconexão da microrrede após um ilhamento.

Já do ponto de vista regulatório, a falta da definição de termos como microrrede (a qual este trabalho sugeriu e adotou uma definição), bem como a falta de definição de características operacionais gera dificuldade nas necessidades analíticas dos estudos, uma vez que pode-se abordar temas que não condizem com a realidade e abalam o andamento de uma regulamentação do novo sistema nos padrões nacionais.

Grande parte das referências disponíveis para consulta sobre este tema nos remete a um cenário onde tudo é feito de forma experimental, em pequena escala ou

dentro de laboratórios. A escassez de estudos que remontam ou analisam modelos já existentes de microrredes demonstram que temos muita pesquisa relacionadas as tecnologias necessárias para tornar o modelo de microrrede viável.

Dentro deste cenário, a equipe sugere que, considerando-se o tema de microrredes, trabalhos nos seguintes temas serão cabíveis para melhorar a compreensão e operação das microrredes:

- Continuação do estudo da interação de microrredes com os dispositivos de proteção da rede de distribuição;
- Modelagem de uma microrrede considerando fontes geradoras renováveis;
- Estudos relacionados a proteção dos sistemas internos da microrrede;
- Desenvolvimento de uma metodologia de projeto para a proteção do ponto de conexão da microrrede com a rede de distribuição;
- Necessidades para o sistema de comunicação entre microrrede e concessionária;
- Estudo dos impactos e da interação de uma microrrede em corrente contínua dentro do sistema de distribuição;
- Desenvolvimento de procedimentos padronizados de operação de microrredes;
- Análise econômica da implementação de microrredes no Brasil, considerando, principalmente o custo de implementação e tempo de retorno do investimento.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 1 - Introdução**. Revisão 9 de 01/03/2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-1>. Acesso em: 05 de setembro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Revisão 7 de 01/06/2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: 05 de setembro de 2018.

AL-TURKI, Y.; ALABDULWAHAB, A.; AMINIFAR, F.; LI, Z., SHAHIDEHPOUR, M. **Networked microgrids for enhancing the power system resilience**. *Proceedings of the IEEE*. Vol. 105, n. 7, 2017. p. 1289-1309.

ALBUQUERQUE, A. R. Um breve histórico do setor elétrico brasileiro. In: _____. **Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica**. 2008. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008. p. 15-22.

ALDAHMI, M.; MARIAPPAN, V.; RAYEES, M. **Earthing system analysis to improve protection system performance in distribution networks**. *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection, 2014*.

ALMURAIRY, I. **A review of coordination strategies and techniques for overcoming challenges to Microgrid protection**. *Saudi Arabia Smart Grid, 2016*.

ASHRAFI, R. **New general method for digital differential protection relay**. *IEEE Power Engineering and Automation Conference, 2011*.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7117: Medição da resistividade e determinação da estratificação do solo**. Rio de Janeiro, p.4. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7282: Dispositivos fusíveis de alta tensão – Dispositivos tipo expulsão – Requisitos e métodos de ensaio.** Rio de Janeiro, 2011.

BO, Z.; HE, Z.; JIANG, W. **The overview of research on Microgrid protection development.** *2010 International Conference on Intelligent System design and Engineering Application, 2010.* p. 692-697.

BENDARY, F. M.; ELSAYED, W. T.; HEGAZY, Y. G. **Energy management of residential microgrids using random drift particle swarm optimization.** *19th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 2018.*

BEVRANI, H.; WATANABE, M.; MITANI, Y. **Power system monitoring and control.** *John Wiley & Sons, 2014.* p. 186-207.

CAMACHO, A.; CASTILLA, M.; GHADERIJANI, M. M.; TORRES-MARTÍNEZ, J.; VICUÑA, L. G. **Voltage sag mitigation in a PV-based industrial Microgrid during grid faults.** *IEEE 23th International Symposium on Industrial Electronics, 2017,* p. 186-191.

CAMINHOS da modernização: cronologia do setor de energia elétrica brasileiro 1850-1998. CD-ROM, 1999, Centro da Memória da Eletricidade no Brasil.

CASTRO, N. J. **Visão 2030: Cenários, tendência e desafios e novos paradigmas do setor elétrico.** Rio de Janeiro: Babilônia Cultura Editorial, 2015.

CASTRO, M. A. L.; VIEIRA, D. **Micro e Minigeração Distribuída.** Cadernos Temáticos ANEEL. Brasília, ed. 2, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161?version=1.3>. Acesso em: 05 de maio de 2018.

CHOUDHARY, N. K.; MOHANTY, S. R.; SINGH, R. K. **A review on Microgrid protection.** *2014 International Electrical Engineering Congress (IEECON). Chonburi, 2014.* p. 1-4.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSLEY, P. **Microgrids and active Distribution networks.** *The Institution of Engineering and Technology, 2009.*

CORCHERO, C.; HEREDIA, F. J.; IGUALADA, L.; ZAMBRANO, M. C. **Optimal energy management for a residential Microgrid including a vehicle-to-grid system.** *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n. 4, 2014, p 2163-2172.

DECANINI, J. G. M. S. **Detecção e classificação de faltas de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia elétrica usando lógica nebulosa.** 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista, 2008.

DECK, B.; SHAH, V. H.; UKIL, A. **Current-only directional overcurrent relay.** *IEEE Sensors Journal*, vol. 11, n. 6, 2011.

DlgSILENT. **PowerFactory 2019 User Manual.** Gomaringen, 2018.

ELETROBRAS. **Proteção de sistemas aéreos de distribuição.** Rio de Janeiro: Campus - Eletrobras, 1982.

ETO, J. H.; ILLINDALA, M. S.; KHALSA, A. S.; KLAPP, D. A.; MONDAL, A. **Design and operation of Smart loads to prevent stalling in microgrid.** *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, n. 2, 2016, 1184-1192.

FILOMENA, A. D. **Localização de defeitos em alimentadores primários subterrâneos:** formulação estendida baseada na impedância aparente. 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.

FOGLI, G. A. **Integração de um grupo motor gerador diesel em uma rede secundária de distribuição através de um conversor estático fonte de tensão.** 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2014.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, JR, W. D. **Power system analysis.** New York: McGraw-Hill, 1994.

GANDOMKAR, M.; GHARIBDOOST, M. R.; MIRSAEIDI, S.; MIVEH, M. R. **A review on Protection challenges in microgrids.** *Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution*, 2012.

GOMES, A. C. S.; ABARCA, C. D. G.; FARIA, E. A. S. T.; FERNANDES, H. H. O. **O setor elétrico.** In: SÃO PAULO, E. M. KALACHE FILHO, J. (Org.). Banco Nacional de

Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais. Rio de Janeiro: Dba, 2002. Sem volume, p.321-347.

HARON, A. R.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H.; ZAYANDEHROODI, H. **Analysis and solutions of overcurrent Protection issues in a microgrid**. *IEEE International Conference on Power and Energy*, 2012.

HERNÁNDEZ-JOYA, D.; MARTÍNEZ-CARBALLIDO, J. **Strategies for energy management in industrial microgrids with a local cogeneration approach**. *23rd International Conference on Electronics, Communications and Computing*, 2013.
HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. **Microgrid protection**. *Proceeding of the IEEE*, vol. 105, n. 7, 2017.

IEEE DISTRIBUTION PLANNING WORKING GROUP REPORT. **Radial Distribution Test Feeders**. *Proceedings of the IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, n. 3, p. 975-985, 1991.

INAUGURADA microrrede em granja do PR. **Eletricidade Moderna**. São Paulo, n. 541, p. 7-9, abr. 2019.

KERSTING, W. H. **Radial Distribution Test Feeders**. *Distribution System Analysis Subcommittee Report*, 2001

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

KLEMUN, M. **The Evolution of localized energy optimization**. *GTM Research*, 2014.

KUMAR, P.; KUMAR, V.; SHARMA, M. K. **Intentional islanding of microgrid**. *6th International Conference on Computer Applications in Electrical Engineering*, 2017.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. D. **Panorama do setor de energia eólica**. *Revista do BNDES*. Rio de Janeiro, n. 39, p. 183-205, jun. 2013. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2926>. Acesso em: 15 de abril de 2018.

LASSETER, R. H. **CERTS Microgrid**. *IEEE International Conference on System of Systems Engineering*, 2007.

LEDESMA, J. J. G. **Uma metodologia para análise da coordenação e seletividade da proteção de sistemas de distribuição.** 183 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012.

OLIVEIRA, Carlos A. A. **Modelagem analítica de uma planta termosolar com geração direta de vapor em coletores cilindro parabólicos.** 126 f. Tese (Doutorado em Ciências). Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2012.

MENDONÇA, L. P. **Introdução às microrredes e seus desafios.** Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Rio de Janeiro: Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

MORETO, M. **Localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia:** uma metodologia baseada em redes neurais artificiais. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2005.

NAIR, M. G.; SANKAR, J.; RAGHUNATH, M. ***Optimal scheduling and energy management of a residential hybrid microgrid.*** *International Conference of Innovations in Power and Advanced Computing Technologies*, 2017.

NETO, A. S. **Tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de baixa tensão.** 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). São Paulo: Universidade de São Paulo, 2004.

OLIVEIRA, Carlos A. A. **Modelagem analítica de uma planta termosolar com geração direta de vapor em coletores cilindro parabólicos.** 126 f. Tese (Doutorado em Ciências). Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2012.

OLIVEIRA, Gabriel A. **Microrredes em mercados de energia elétrica.** 199 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

LOUDALOV, A.; DEGNER, T.; VAN OVERBEEK, F.; YARZA, J. M. *Microgrid protection.* In: HATZIARGYRIOU, N. ***Microgrids: Architectures and Control.*** 1. ed. Wiley-IEEE Press. cap. 4.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. ***Distributed generation: definition, benefits and issues.*** *Energy Policy*. v. 33. Ed. 6. 2005. p. 787-798.

PILAQUINGA, D.; POZO, M. **Novel Protection schema for a radial Microgrid system**. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, 2017*.

RESE, L. **Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica**. 254 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.

SALLES, N. J. **Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos**. 203 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2007.

SOUZA, F. A. **Detecção de falhas em sistemas de distribuição de energia elétrica usando dispositivos programáveis**. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista, 2008.

APÊNDICE A – LICENÇA DO *POWERFACTORY*

DIgSILENT
Temporary PowerFactory License Agreement
for research work only /
not for commercial use

between

Ivan Meurer Xavier
September 7th Avenue
3165 Curitiba
Brazil

hereinafter called licensee

and

 **DIgSILENT GmbH**

Heinrich-Hertz-Str. 9
72810 Gomaringen
Germany

Tel: +49 (0) 7072 - 9168-0
Fax: +49 (0) 7072 - 9168-88
e-mail: mail@digsilent.de

2019.0430.14

Licensee	:	Ivan Meurer Xavier, Brazil
Software Title	:	DIgSILENT PowerFactory
Product Description	:	a detailed description of modules/functions and system requirements can be found in our " PF2019 Brochure ", which is available on our homepage: https://www.digsilent.de/en/download.html?folder=files%2Fdownloads%2Fpublic%2F10_PowerFactory%2F00_Brochures#navigation573
Version Number	:	PowerFactory 2019
Modules/Functions	:	Base Package Protection Functions (Time-Overcurrent & Distance) Transmission Network Tools Distribution Network Tool
Software Price	:	free test installation
Type of License	:	Thesis license with restricted use, destined for research work only, not for commercial use 1 x License Single-User Edition for max. 50 busbars
License Keys	:	1 x temporary Single-User Edition, PC bound Softkey time limited until 30.04.2020
Activation Key	:	PN3CC-3WP2N-QLWPQ-KGAV6-ADZDL
Order ID	:	2019-0430-0021992
Company Credentials (for user registration)	:	Company-ID: THX Company-Password: THX134ws

Gomaringen, 02.05.2019

DIgSILENT GmbH


Martina Bergmann
Manager Sales Administration

DIgSILENT License Agreement

DIgSILENT Software License Agreement

This legal document is an agreement between you, the Licensee (end user), and DIgSILENT GmbH, the Licensor (hereinafter "DIgSILENT"). By signing the contract you are agreeing to become bound by the terms of this agreement, which includes the software license, limited warranty and acknowledgment. In order to preserve and protect its rights under applicable laws, DIgSILENT does not sell any rights in DIgSILENT software. Rather, DIgSILENT grants the right to use DIgSILENT software by means of a software License.

DIgSILENT specifically retains title to all DIgSILENT computer software.

The scope of services is defined within the specification or license description on page 2.

DIgSILENT Software License

1. Grant of License

In consideration of payment of the License fee which is a part of the price you paid for this product, and your agreement to abide by the terms and conditions of this License and the Limited Warranty, DIgSILENT, as Licensor, grants to you, the Licensee, a nonexclusive, perpetual right to use and display the DIgSILENT software program (hereinafter the "software") so long as you comply with all terms of this software license agreement. DIgSILENT reserves all rights not expressly granted to Licensee.

2. Ownership of Software

As the Licensee, you own the physical media on which the software is originally or subsequently recorded or fixed, but an express condition of this License is that DIgSILENT retains title and ownership of the software recorded on the original disk copy(ies) and all subsequent copies of the software, regardless of the form or media in or on which the original or other copies may exist.

3. Copy Restrictions

This software and the accompanying written materials are the subject of copyright. Unauthorized copying of the software, including software which has been modified, merged, or included with other software, or of the written materials is expressly forbidden. You may be held legally responsible for any copyright infringement that is caused or encouraged by your failure to abide by the terms of this Software License Agreement.

You may not distribute copies of the software or accompanying written materials to others.

4. Use Restrictions

Generally, as the Licensee, you may physically install the software on as many computers as you require.

Simultaneous usage of the software must be in accordance with the "Type of License" and number of users as stated in the license details.

For each Multi-User Edition/ Team Edition License: The software must only be used at any one time by only the number of users according to the software license.

For each Single-User Edition License: The software must only be used at any one time by only one user.

Further restrictions apply for "License Keys" delivered as softkeys: a softkey is PC-bound and must not be activated on more than one computer at any one time. The softkey may be transferred to another computer. Such a license key transfer is limited to two times per year.

5. Transfer Restrictions

This software is licensed only to you, the Licensee, and may not be used by or transferred to anyone without the prior written consent of DIgSILENT.

6. Termination

This License is effective until terminated. This License will terminate automatically without notice from DIgSILENT if you fail to comply with any provision of this Software License Agreement. Upon termination you shall send the written materials and all copies of the software back to DIgSILENT.

7. Miscellaneous

This License agreement shall be governed and construed in accordance with the laws of Germany and shall benefit DIgSILENT, its successors and assignees

8. Limited Warranty and Disclaimer of Warranty

The software and accompanying written materials are provided "as is", and DIgSILENT reminds the Licensee that according to the state of the art of software technique it is not possible to produce software which excludes the risk of malfunction under all applications and working conditions. Therefore, DIgSILENT's warranty shall be strictly limited to such defects which cannot be subsumed under the above said and which are reproducible.

Specifically DIgSILENT does not warrant, guarantee or make any representations regarding the use, or the results of the use, of the software or written materials in terms of correctness, accuracy, reliability, correctness or otherwise.

DIgSILENT's entire liability and your sole remedy shall be a) replacement of the defective software by DIgSILENT or b) in case this is impossible, inadequate or fails, return of the purchase price.

If failure has resulted from accident, abuse or misapplication, DIgSILENT shall have no responsibility to replace the software or refund the purchase price.

This warranty will be limited to a period of 12 months from the date of delivery.

The above is the only warranty of any kind, either express or implied, including but not limited to the implied warranties of merchantability and fitness for a particular purpose, that is made by DIgSILENT.

No oral or written information or advice given by DIgSILENT or its employees shall create a warranty and you may not rely on any such information or advice.

DIgSILENT shall not be liable for any direct, indirect, consequential or incidental damages (including damages for loss of business profits, business interruption, etc.) arising out of the use or inability to use the software.

This limited warranty shall be governed and constructed in accordance with the laws of Germany.

9. Confidentiality

All data information received by DIgSILENT from Licensee is regarded as strictly confidential and will not be imparted to any third party. Upon Licensee's request all information shall be erased from whatever media. DIgSILENT may use specific data information publicly if Licensee gives corresponding permission in writing. The types of data being regarded as data information are: DSL Macros and Models, DPL Scripts, Composite Model Frames, Power System Component Types, specific parameter settings, all forms of electrical power systems as well as all general technical and strategic knowledge of Licensee's projects.

Acknowledgment

You acknowledge that you have read this Software License Agreement, understand it, and agree to be bound by its terms and conditions. You also agree that the Software License Agreement is the complete and exclusive statement of agreement between the parties and supersede all proposals or prior agreements, oral or written, and any other communication between the parties relating to this subject matter.

Curitiba, 02/05/ 2019

Signature:



Ivan Meurer Xavier

**APÊNDICE B – CURVAS DE TEMPO POR CORRENTE DOS FUSÍVEIS
MODELADOS**

6K - 10K - 15K - 25K - 40K - 65K - 100K

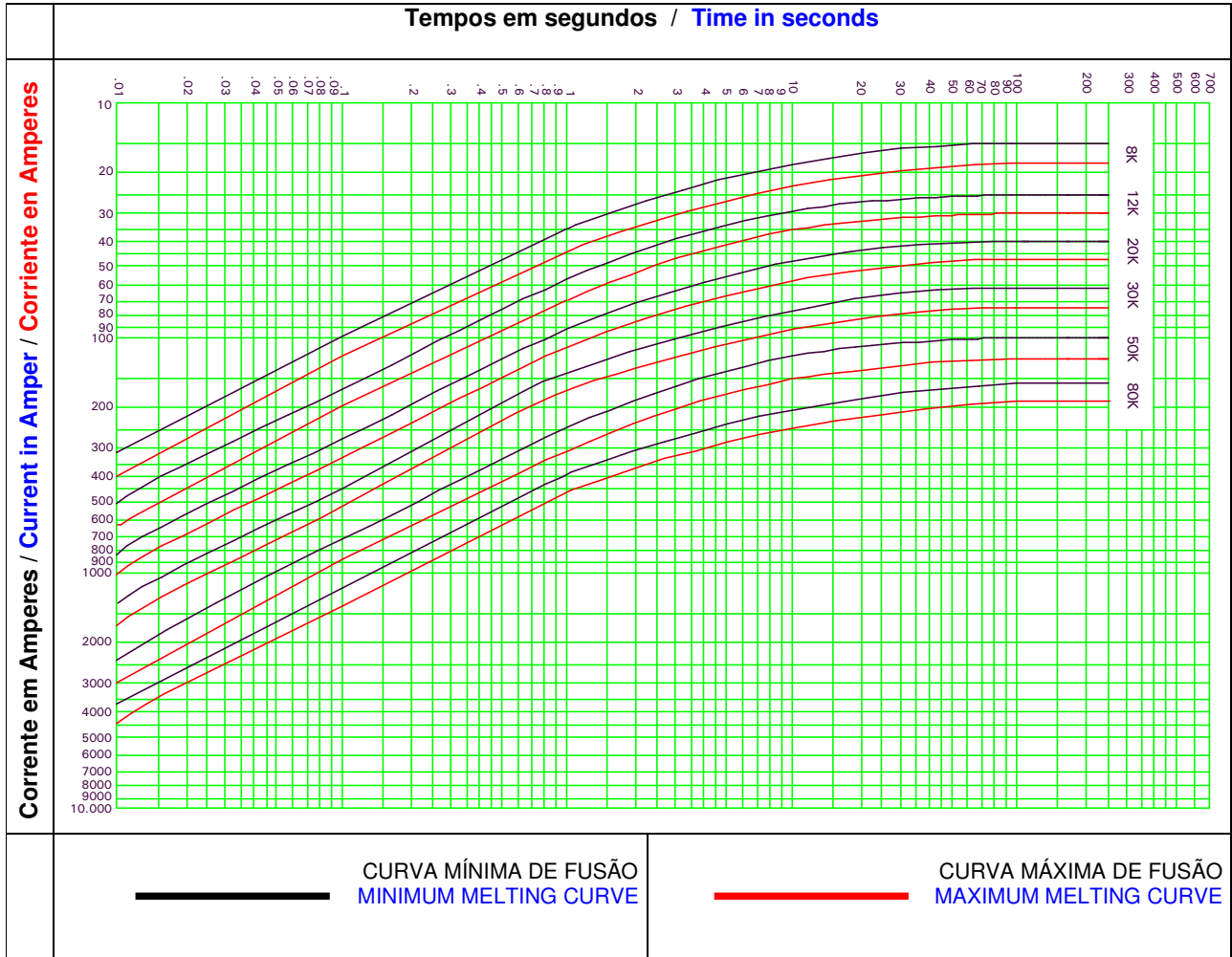


ELOS FUSIVEIS DE DISTRIBUIÇÃO / FUSE LINKS

Fabrica de Peças Elétricas DELMAR Ltda. - ☎ 55 15 3322-5800 📠 55 15 3251-5271 - 🌐 www.delmar.com.br

Reservamos-nos o direito de alterar nossos produtos sem prévio aviso. We reserve the right to change design and specifications without notice.

8K - 12K - 20K - 30K - 50K - 80K



ELOS FUSIVEIS DE DISTRIBUIÇÃO / FUSE LINKS

Fabrica de Peças Elétricas DELMAR Ltda. - ☎ 55 15 3322-5800 📠 55 15 3251-5271 - 🌐 www.delmar.com.br

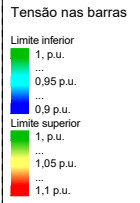
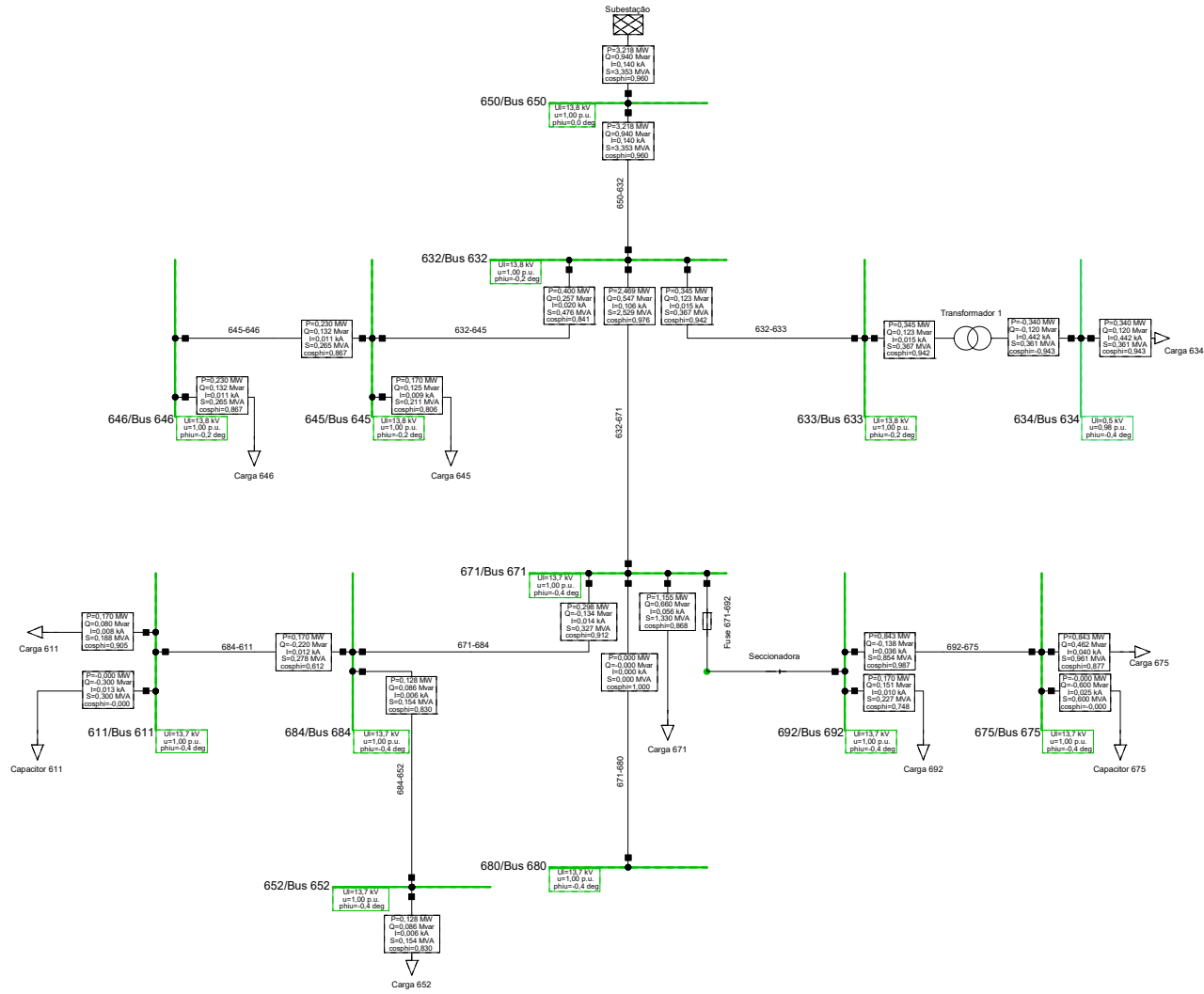
Reservamo-nos o direito de alterar nossos produtos sem prévio aviso.

REVISÃO - R04

DATA - 26/09/2006

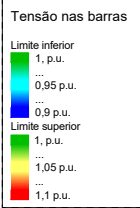
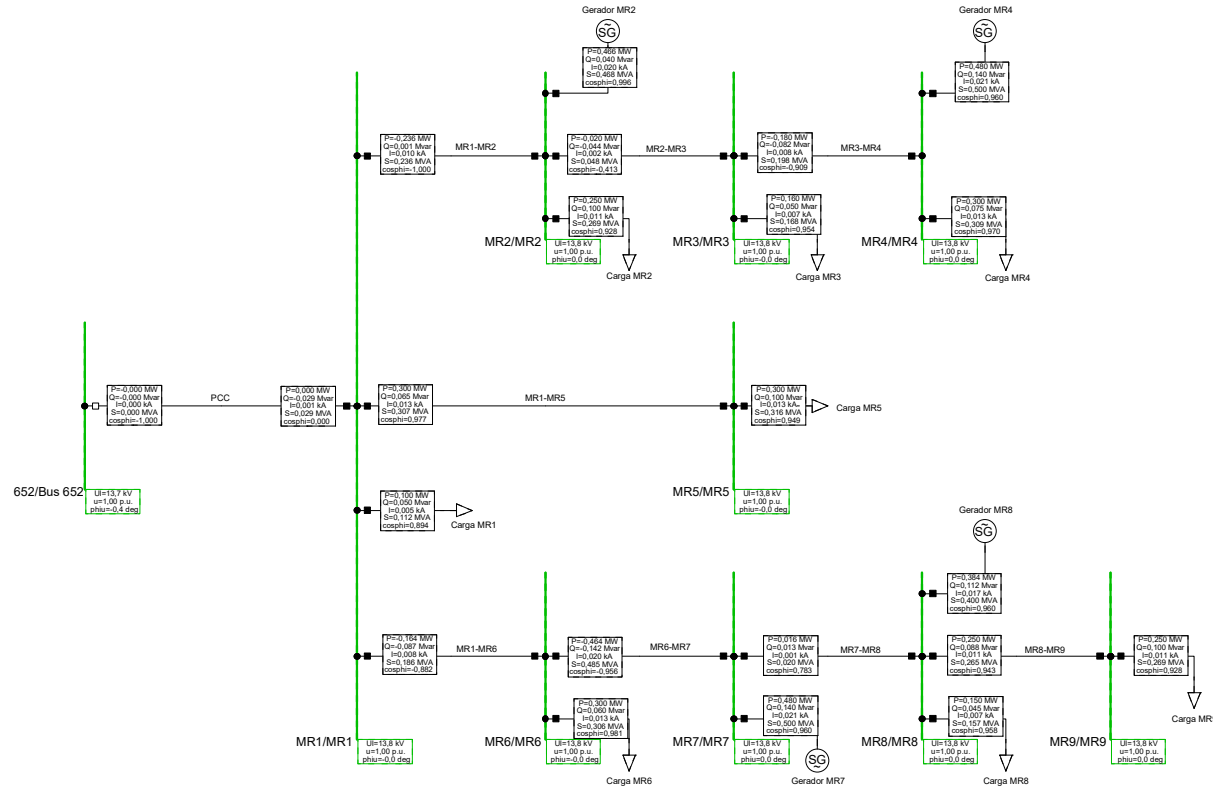
PAGINA - 12 de 15

**APÊNDICE C – FLUXO DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO
SEM A MICRORREDE**



Fluxo de potência	
Resultado nas barras	Resultado nas linhas
Módulo da tensão de linha [kV]	Potência ativa [MW]
Módulo da tensão de linha [p.u.]	Potência reativa [Mvar]
Ângulo da tensão [deg]	Módulo da corrente [kA]
	Potência aparente [MVA]
	Fator de potência

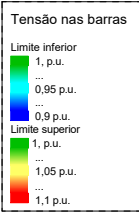
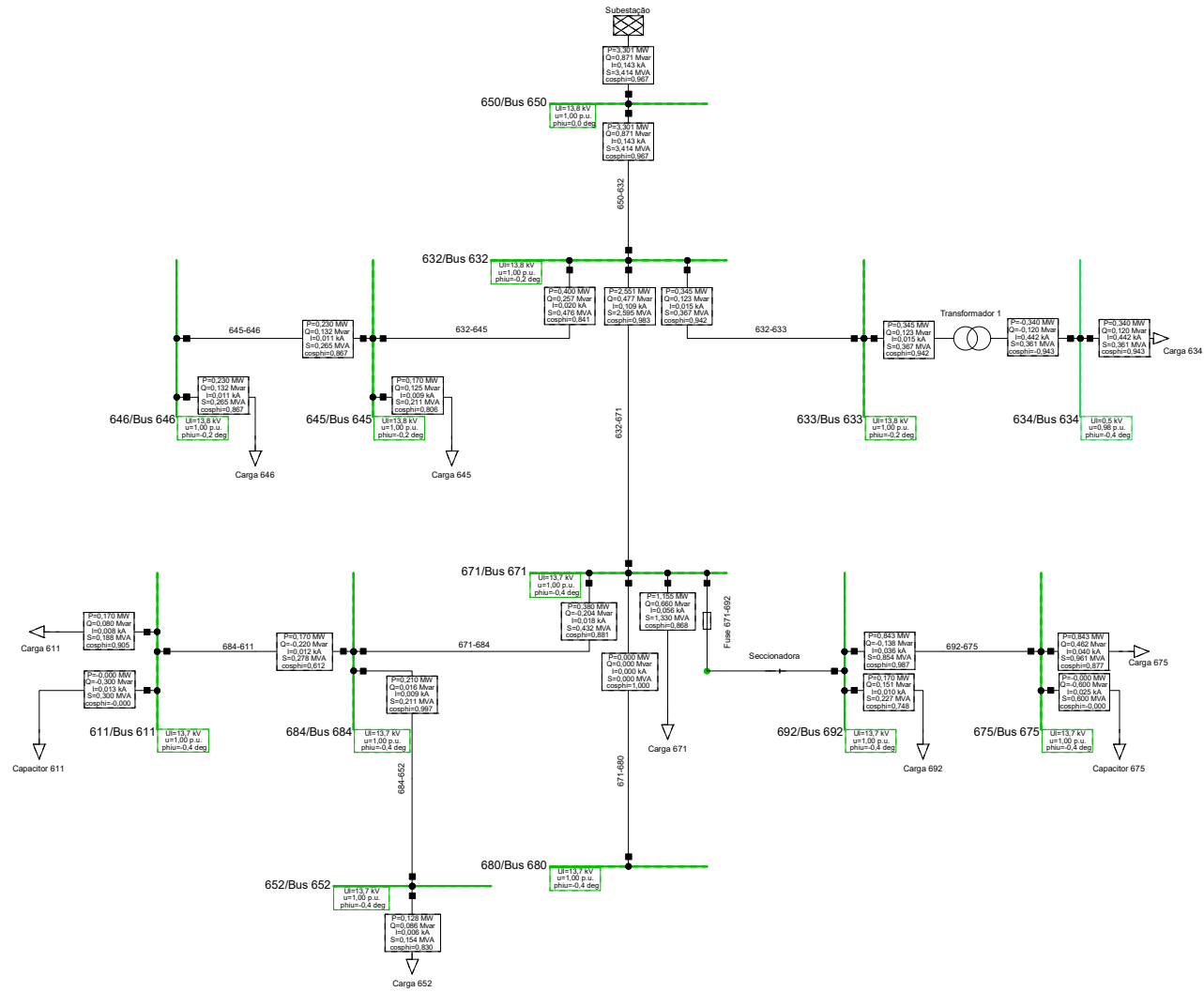
**APÊNDICE D – FLUXO DE POTÊNCIA DA MICRORREDE OPERANDO DE
FORMA ILHADA**



Fluxo de potência	
Resultado nas barras	Resultado nas linhas
Módulo da tensão de linha [kV]	Potência ativa [MW]
Módulo da tensão de linha [p.u.]	Potência reativa [Mvar]
Ângulo de tensão [deg]	Módulo da corrente [kA]
	Potência aparente [MVA]
	Fator de potência

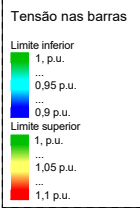
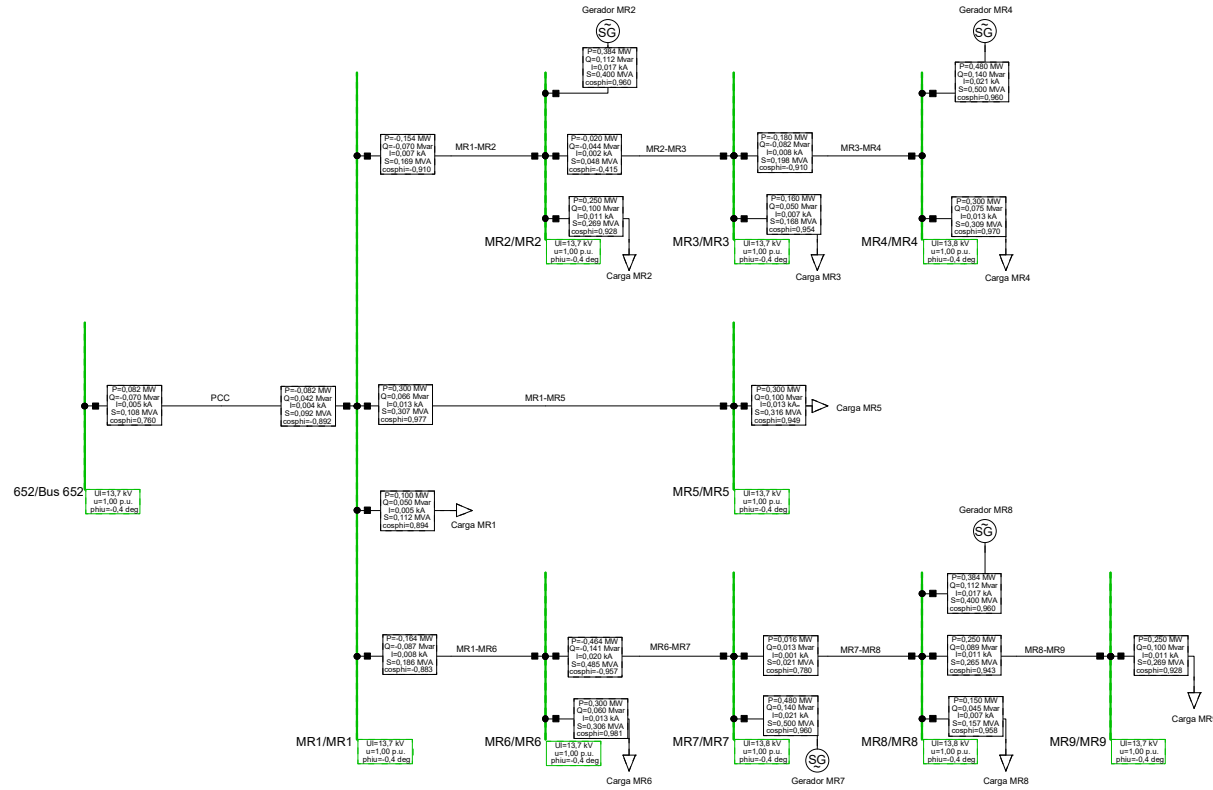
	UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ	
	MICRORREDE	
	Resultado do fluxo de potência da microrrede operando desconectada da rede de distribuição.	

**APÊNDICE E – FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA COMPLETO COM A
MICRORREDE CONECTADA À BARRA 652 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**



Fluxo de potência	
Resultado nas barras	Resultado nas linhas
Módulo da tensão de linha [kV]	Potência ativa [MW]
Módulo da tensão de linha [p.u.]	Potência reativa [Mvar]
Ângulo de tensão [deg]	Módulo da corrente [kA]
	Potência aparente [MVA]
	Fator de potência

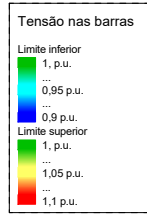
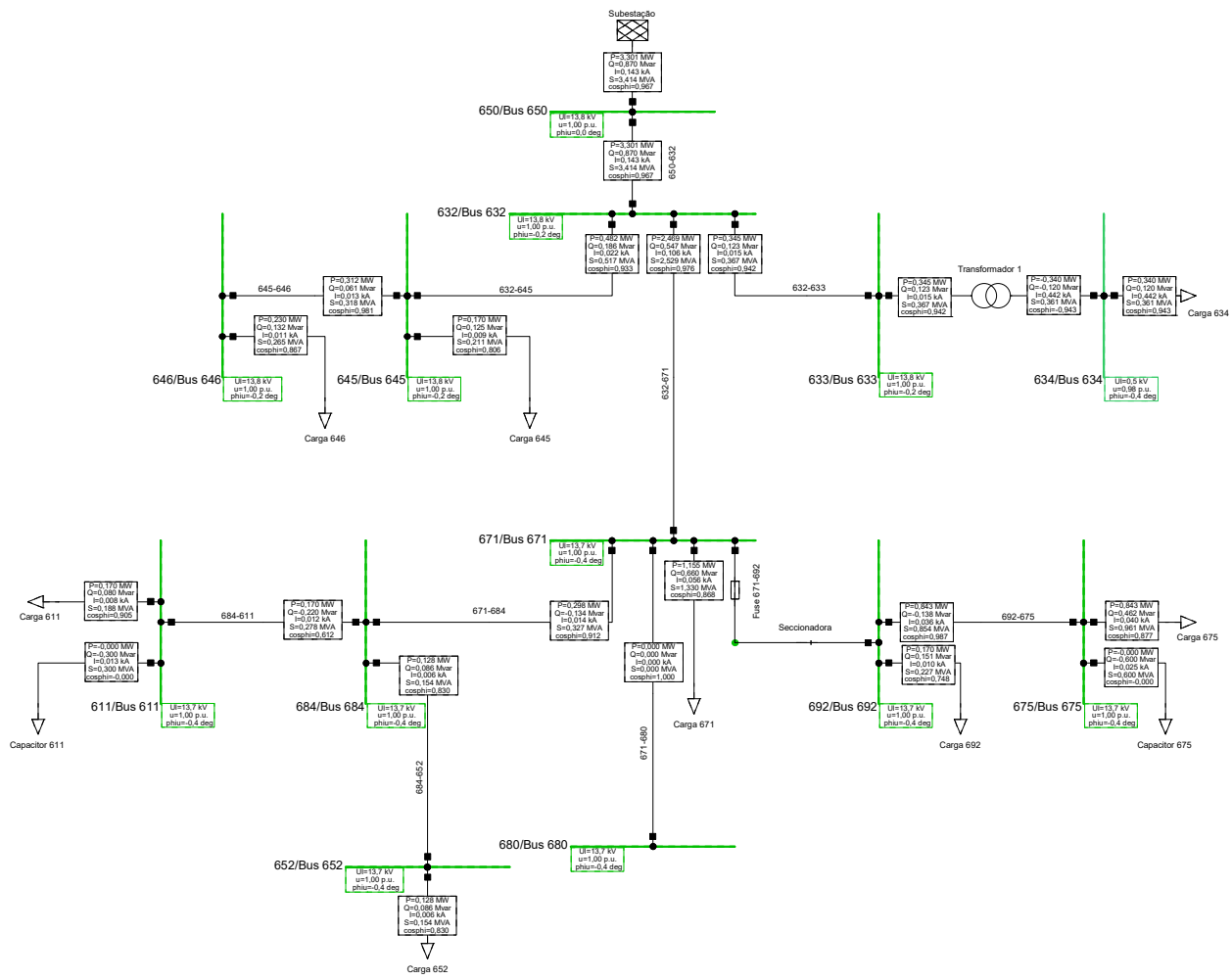
	UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
	REDE DE DISTRIBUIÇÃO
	Resultado do fluxo de potência da rede de distribuição com a microrrede conectada na barra 652.



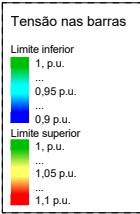
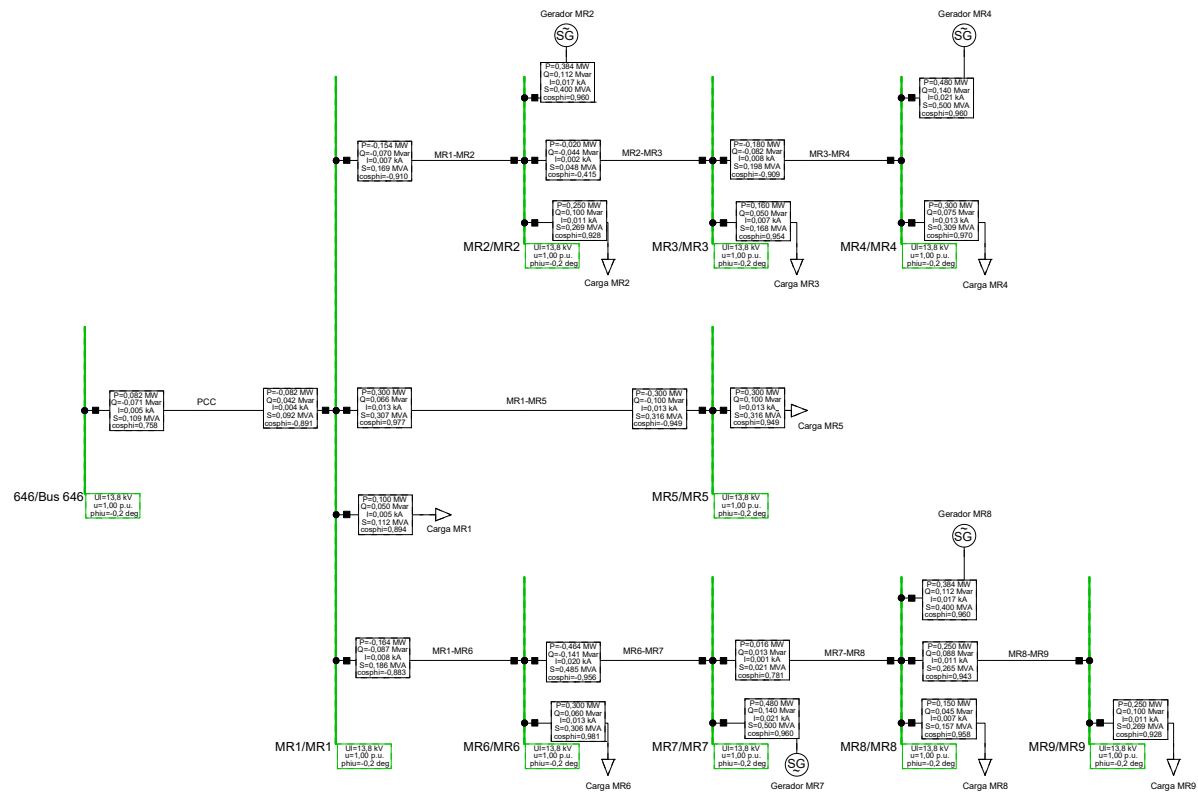
Fluxo de potência	
Resultado nas barras	Resultado nas linhas
Módulo da tensão de linha [kV]	Potência ativa [MW]
Módulo da tensão de linha [p.u.]	Potência reativa [Mvar]
Ângulo de tensão [deg]	Módulo da corrente [kA]
	Potência aparente [MVA]
	Fator de potência

	UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ	
	MICRORREDE	
	Resultado do fluxo de potência da microrrede conectada na barra 652 da rede de distribuição.	

**APÊNDICE F – FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA COMPLETO COM A
MICRORREDE CONECTADA À BARRA 646 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**



Fluxo de potência	
Resultado nas barras	Resultado nas linhas
Módulo da tensão de linha [kV]	Potência ativa [MW]
Módulo da tensão de linha [p.u.]	Potência reativa [Mvar]
Ângulo de tensão [deg]	Módulo da corrente [kA]
	Potência aparente [MVA]
	Fator de potência



Fluxo de potência	
Resultado nas barras	Resultado nas linhas
Módulo da tensão de linha [kV]	Potência ativa [MW]
Módulo da tensão de linha [p.u.]	Potência reativa [Mvar]
Ângulo de tensão [deg]	Módulo da corrente [kA]
	Potência aparente [MVA]
	Fator de potência

	UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ	
	MICROREDE	
	Resultado do fluxo de potência da microrrede conectada na barra 646 da rede de distribuição.	