

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Guilherme Monego Domeneghi

**CONTROLE DE DEMANDA E FORMAÇÃO DE MICRORREDES COM
GRUPOS MOTO-GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Guilherme Monego Domeneghi

**CONTROLE DE DEMANDA E FORMAÇÃO DE MICRORREDES COM GRUPOS
MOTO-GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, Área de Concentração em
Processamento de Energia, da Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como
requisito parcial para a obtenção do grau de:
Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Domeneghi, Guilherme Monego
Controle de demanda e formação de microrredes com
grupos moto-geradores distribuídos / Guilherme Monego
Domeneghi.- 2019.
112 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2019

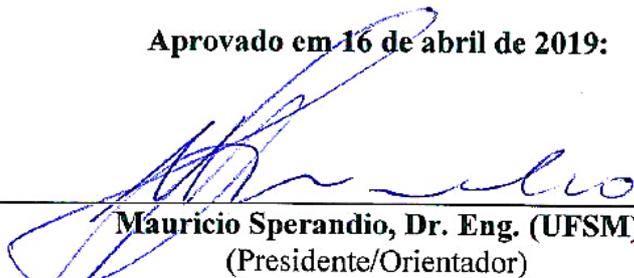
1. Microrredes 2. Operação isolada 3. Paralelismo 4.
Grupos moto-geradores diesel 5. Demanda máxima I.
Sperandio, Mauricio II. Título.

Guilherme Monego Domeneghi

**CONTROLE DE DEMANDA E FORMAÇÃO DE MICRORREDES COM GRUPOS
MOTO-GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, Área de Concentração em
Processamento de Energia, da Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como
requisito parcial para a obtenção do grau de:
Mestre em Engenharia Elétrica

Aprovado em 16 de abril de 2019:



Mauricio Sperandio, Dr. Eng. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng. (UFSM)



Ederson Pereira Madruga, Dr. Eng. (CERTAJA Energia)

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Dedico este trabalho, e suas horas de dedicação à:

Meus pais, Adir e Elisabete.

Minha irmã, Vanessa.

Ao meu sobrinho e afilhado, Miguel.

Minha namorada Izabela.

E a pequena Mel.

AGRADECIMENTOS

A minha mãe Elisabete Monego Domeneghi pela compreensão, apoio e dedicação, não poupando esforços, fazendo o possível para que eu tivesse condições de finalizar esta etapa dos meus estudos.

Ao meu pai Adir Jose Domeneghi que, mesmo não estando fisicamente comigo, é um grande exemplo, junto de minha mãe transmitiu os valores fundamentais para uma pessoa de bem.

Sou grato a minha irmã Vanessa Monego Domeneghi, que assim como minha mãe, ajudou me apoiando de diversas maneiras.

Ao meu orientador Mauricio Sperandio por toda a confiança e atenção, sendo fundamental para o desenvolvimento da pesquisa.

A minha amiga Criciele Castro Martins que me ajudou consideravelmente na organização do trabalho, seu auxílio levou o trabalho a um nível superior.

Aos amigos Leonardo Fontoura e Marcelo Benetti, que auxiliaram no desenvolvimento técnico, fornecendo conhecimentos específicos e suporte a alguns dos programas utilizados.

A Izabela Maciel Lauer, minha namorada, por ser compreensiva e pelo auxílio na correção do texto.

Aos amigos Jonas Rigodanzo, Bruno Hammer e Felipe Lucchese que, assim como a Criciele Castro Martins, Leonardo Fontoura e Marcelo Benetti, cederam um pouco de seus conhecimentos e opiniões sobre o tema da pesquisa e as questões que a permeiam, auxiliando no desenvolvimento e na organização, além das conversas e todo apoio.

Aos meus grandes amigos Amauri de Almeida, Murilo Cervi, Diego Russowsky Marçal, João Henrique de Paula, José dos Santos Dutra, Julio Demeneghi e André Moss, pelas inúmeras conversas, pela tolerância nos momentos difíceis e por todo apoio.

Aos demais colegas de sala, Gustavo de Lazari, Priscila Ebert e Roberta Biazzini, que também me auxiliaram e apoiaram.

E aos demais amigos e pessoas que no convívio contribuíram para minha formação.

Por fim para os professores membros da comissão avaliadora, pelo profissionalismo e importantes contribuições ao trabalho desenvolvido.

"O encontro da preparação com a oportunidade gera o rebento que chamamos de sorte."

(Anthony Robbins)

"Se você só tiver disposto a realizar o que é fácil, a vida será difícil. Mas se concordar em fazer o que é difícil a vida será fácil."

(T. Harv Eker)

"Saber que você precisa mudar não é suficiente. Você precisa ter a coragem de fazer essa mudança."

(Robert T. Kiyosaki)

"O homem que nunca erra nada faz."

(Bernard Shaw)

RESUMO

CONTROLE DE DEMANDA E FORMAÇÃO DE MICRORREDES COM GRUPOS MOTO-GERADORES DISTRIBUÍDOS

AUTOR: GUILHERME MONEGO DOMENEGHI

ORIENTADOR: MAURICIO SPERANDIO

O presente trabalho desenvolveu uma metodologia que foi aplicada em um estudo que teve como ponto de partida o controle de demanda em uma instalação elétrica, visando a redução de custos com fatura, utilizando para isso os sistemas de geração de *backup*, que possui como fonte principal os Grupos Motor Gerador (GMG's). O foco principal se deu nos aspectos técnicos que circundam o paralelismo dessas máquinas com a rede de distribuição de energia elétrica e também na formação de microrredes em três momentos de operação, paralelo com a rede de distribuição, operação isolada e paralelismo entre microrredes. Após o desenvolvimento da metodologia, foi escolhida uma rede real de distribuição de energia para a sua aplicação. A partir disso, o sistema de distribuição foi modelado, assim como os seus GMG's de *backup*, em programas apropriados para as simulações dos cálculos de fluxo de potência e desempenho dinâmico. Feito isso, as simulações foram realizadas para variados casos, sempre levando em consideração a demanda máxima já registrada no sistema tomado como base, ou seja, com o maior carregamento faturado pela concessionária de energia local. A partir do modelo do sistema e da disposição geográfica dos geradores, e pelo tamanho considerável da rede, houve uma divisão nos alimentadores de modo que a criação de microrredes fosse favorecida. Sendo assim, a rede foi dividida em seis regiões, sendo que, em três delas o carregamento ficou muito próximo da capacidade de geração, formando assim, três microrredes distintas. Todas as simulações se concentraram em estudar os transitórios que afetam a frequência, o módulo e ângulo da tensão, nos momentos que circundam a conexão e a desconexão das microrredes no sistema de distribuição. Alguns outros aspectos também foram analisados, como os níveis de tensão apresentados na rede sem e com o paralelismo dos GMG's e as perdas elétricas do sistema nos mesmos casos. As tensões do caso base foram comparadas com as dos demais casos. Um caso específico de sobrecarga das microrredes também foi estudado, visando observar o que acontece nesta situação e os transitórios que o paralelismo das mesmas com o sistema de distribuição, sem respeitar o recomendado pelo IEEE, podem causar.

Palavras chave: Demanda máxima. GMG's. Microrredes. Paralelismo. Operação isolada. Transitórios.

ABSTRACT

PEAK SHAVING AND MICROGRID FORMATION WITH DISTRIBUTED DIESEL GENSETS

AUTHOR: GUILHERME MONEGO DOMENEGHI

ADVISOR: MAURICIO SPERANDIO

The present work developed a methodology that was applied in a study that had as a starting point the peak shaving of an electrical installation, aiming at the reduction of costs with the energy bill. To achieve this, the emergency and stand-by power generation systems were used, that has as main source the Diesel Generating Sets (gensets). The main focus was on the technical aspects that surround the parallelism of these machines with the electric power distribution network and also on the formation of microgrids in three moments of operation, parallel to the distribution network, isolated operation and parallelism between microgrids. After the development of the methodology, a real network of energy distribution was chosen for its application. The distribution system was modeled, as well as its gensets, into appropriate programs for simulations of power flow and dynamic stability. The simulations were carried out in a variety of cases, always taking into account the maximum demand already registered in the system, based on the highest load billed by the local utility. From the system model and the geographic arrangement of the generators, and by the considerable size of the network, there was a division in the feeders, so that the creation of microgrids was favored. Thus, the network was divided into six regions, and in three of them the load was very close to generation capacity, thus forming three distinct microgrids. All simulations focused on studying the transients that affect the frequency, magnitude and angle of the voltage, at the moments in-between the connection and disconnection of the microgrids with the distribution system. Some other aspects were also analyzed, such as the voltage levels presented in the network without and with the parallelism of the gensets and the electrical losses of the system in the same cases. The voltages of the base case were compared with those of the other cases. A specific case of overload of the microgrids has also been studied, aiming to observe what happens in this situation and the transients that the parallelism of them with the distribution system, without respecting the IEEE recommendations, can cause.

Keywords: Maximum demand. Gensets. Microgrids. Parallelism. Isolated operation. Transients.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Placa de um gerador instalado na UFSM.....	30
Figura 2 - Representação da malha de controle de velocidade.....	32
Figura 3 - Esquemático do funcionamento para excitação estática.....	33
Figura 4 - Esquemático do funcionamento para excitação Brushless.....	34
Figura 5 - Esquemático do funcionamento para excitação por imã permanente.....	35
Figura 6 - Sequência de etapas da metodologia proposta.....	63
Figura 7 - Fluxograma da metodologia proposta.....	64
Figura 8 – Limites do compus sede da instituição.....	72
Figura 9 - Demanda de ponta e fora ponta faturadas de 2014 a 2018.....	73
Figura 10 - Rede de distribuição da UFSM em programa CAD.....	77
Figura 11 - Detalhes da rede de distribuição em programa CAD.....	78
Figura 12 - Detalhes da rede modelada no programa Anarede.....	79
Figura 13 - Modelagem dos geradores no programa Anatem.....	81
Figura 14 - Divisam dos alimentadores em seis regiões.....	86
Figura 15 - Operação isolada. (a) frequência na abertura das linhas, (b) frequência durante o paralelismo, (c) tensão na abertura das linhas, (d) tensão durante o paralelismo, (e) ângulo de tensão na abertura da linha, (f) ângulo de tensão durante o paralelismo.....	92
Figura 16 - Resultados encontrados no paralelismo entre as regiões 3 e 6. (a) frequência durante o paralelismo, (b) estabilização de frequência, (c) tensão antes e após o paralelismo, (d) diferença angular de tensão entre as barras 111 e 110.....	94
Figura 17 - Simulações das microrredes com sobrecarga em operação isolada. (a) frequência na desconexão, (b) frequência durante o paralelismo, (c) tensão na desconexão, (d) tensão durante o paralelismo, (e) angulo da tensão, (f) angulo da tensão na desconexão.....	96
Figura 18 - Comparação entre os casos 3 e 5. (a) frequência durante a operação isolada, (b) frequência na reconexão, (c) tensão durante operação isolada, (d) tensão na reconexão, (e) angulo da tensão, (f) angulo da tensão na reconexão.....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Nível de tensão para conexão de centrais geradoras.	47
Tabela 2- Proteções mínimas a serem utilizadas em centrais geradoras.	48
Tabela 3 - Faixas aplicadas às tensões nominais para sistemas que operam com tensão nominal inferior a 1 kV.	50
Tabela 4 - Faixas aplicadas às tensões nominais para sistemas que operam com tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	50
Tabela 5- Limites de variação de frequência para operação sem corte de geração e/ou carga.	51
Tabela 6- Limites de variação de frequência para operação quando com corte de geração e/ou carga.	51
Tabela 7- Limites de distorção harmônica de tensão.	52
Tabela 8 - Limites para os desequilíbrios de tensão.	52
Tabela 9 - Limites para a flutuação de tensão de acordo com cada faixa de tensão.	53
Tabela 10 - Níveis de tensão e tempo de operação segundo a IEEE 1547.	54
Tabela 11 - Frequências e tempos de operação máximos segundo a IEEE 1547.	54
Tabela 12 - Distorções harmônicas máximas em porcentagem da corrente fundamental.	54
Tabela 13 - Testes de campo requeridos e sugeridos pela IEEE 1547.	55
Tabela 14 - Parâmetros a serem atendidos no momento do fechamento da chave de conexão de paralelismo da GD com a rede, segundo a IEEE 1547.	55
Tabela 15 - Numeração e descrição (ANSI) de funções de relés, solicitados para sistemas de paralelismo por algumas distribuidoras de energia.	59
Tabela 16 - Funções de proteção necessárias para o paralelismo permanente de acordo com algumas distribuidoras de energia.	60
Tabela 17 – Comparação entre as faturas que apresentaram ultrapassagem na demanda, ficaram dentro da faixa ideal de contrato e o total de faturas analisadas.	74
Tabela 18 – Meses em que ocorreram ultrapassagens de demanda.	75
Tabela 19 – Cabos instalados nos alimentadores da universidade.	76
Tabela 20 - Geradores de Backup instalados na UFSM.	80
Tabela 21 - Tensão nas barras remotas e com gerador.	83
Tabela 22 - Comparação entre as tensões do Caso 1 com o Caso 2 nas barras analisadas.	84

Tabela 23 - Perdas elétricas no sistema analisado.	85
Tabela 24 - Divisão do sistema em regiões para formação de microrredes.....	88
Tabela 25 - Cortes de carga nas regiões.....	89
Tabela 26 - Tensões nos três casos simulados.	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	- Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica
AGITEC	- Agência de Inovação e Transferência de Tecnologia da UFSM
Anarede	- Análise de Redes Elétricas
Anatem	- Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	- American National Standards Institute
ANSI	- Instituto Nacional de Padrões Americanos
AVR	- Regulador Automático de Tensão
CAG	- Controle Automático de Geração
CB	- Caso base
Cemig D	- Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CG	- Caso geral
CGH	- Centrais Geradoras Hidrelétricas
CLP	- Computadores Lógicos Programáveis
CPD	- Centro de Processamento de Dados
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz
CT	- Centro de Tecnologia
DEC	- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EOL	- Centrais Geradoras Eolielétricas
FATEC	- Fundação de Apoio à Tecnologia e Ciência
FEC	- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FV's	- Painéis Fotovoltaicos
GD	- Geração Distribuída
GMG	- Grupo Motor Gerador
GNV	- Gás Natural Veicular
HCV	- Hospital e Clínica Veterinária
HUSM	- Hospital Universitário de Santa Maria
IEEE	- Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IHM	- Interfaces Homem Máquina
INPE	- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LAMIC	- Laboratório de Análises Micotoxicológicas
NAPO	- Núcleo de Análises e Pesquisas Orgânicas
p.u.	- Por unidade
PMG	- Gerador de Imã Permanente
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCADA	- Controle Supervisório e Aquisição de Dados
SOP	- Sistema de Operação em Paralelo
TL	- Tensão de Leitura
TN	- Tensão Nominal
UFSM	- Universidade Federal de Santa Maria
UTE	- Usinas Termelétricas de Energia
V_n	- Tensão Nominal
CD_{fp}	- Custo com a demanda fora de ponta
CD_p	- Custo com a demanda de ponta
CD_{total}	- Custo total com demanda
D_{fp}	- Demanda medida no horário fora de ponta
D_{fpc}	- Demanda para o horário fora de ponta contratada
D_p	- Demanda medida no horário de ponta
D_{pc}	- Demanda para o horário de ponta contratada
TD_{fp}	- Tarifa de demanda no horário fora de ponta
TD_p	- Tarifa de demanda no horário de ponta

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	21
1.1 UTILIZAÇÃO DE GMG'S	22
1.2 OBJETIVOS	24
1.2.1 Objetivo geral	24
1.2.2 Objetivos específicos	24
2. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO	25
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	25
2.2 GRUPO MOTOR GERADOR DIESEL	28
2.2.1 Controles de um GMG em Operação Singela	31
2.2.2 Controles de GMG's em operação paralela	35
2.3 MICRORREDES	38
2.3.1 Proteção nas microrredes	41
2.4 FATURAMENTO DE DEMANDA	42
3. REGULAMENTAÇÕES E RECOMENDAÇÕES VIGENTES	45
3.1 NORMAS BRASILEIRAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA COM OPERAÇÃO ISOLADA E EM PARALELO COM O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	45
3.1.1 Aspectos Regulatórios de Conexão de GD	47
3.1.2 Controle Operacional	49
3.1.3 Qualidade do Produto e do Serviço	49
3.2 PADRÕES INTERNACIONAIS	53
3.3 PROTEÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	56
4. METODOLOGIA	61
4.1 DEMANDA DE ENERGIA	64
4.2 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA	65
4.3 MODELAGEM DOS GERADORES	66
4.4 SIMULAÇÕES ELÉTRICAS	67
4.4.1 Anarede	67
4.4.2 Anatem	69
5. DESENVOLVIMENTO PRÁTICO	71
5.1 DADOS DO CASO ESTUDADO	71
5.1.1 Demanda de energia	72
5.1.2 Rede de distribuição	76
5.1.3 Geradores	79
5.2 CENÁRIOS	82

5.2.1 Caso 1 – Cenário de referência.....	82
5.2.2 Caso 2.....	84
5.2.3 Formação das microrredes	86
5.2.4 Análises transitórias de energia – Frequência, módulo e ângulo da tensão.....	90
5.2.5 Caso 3.....	91
5.2.6 Caso 4.....	93
5.2.7 Caso 5.....	95
6. CONCLUSÃO.....	99
6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	100
REFERÊNCIAS	101
APÊNDICE A – REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DA UFSM	105
APÊNDICE B – REGIÕES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	107

1. INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição é composto por numerosas conexões e caminhos para escoar o fluxo de potência, dispondo de distintos equipamentos e características como reguladores de tensão e cargas variadas. Isso promove pequenas perturbações que se propagam pelo sistema, o que pode prejudicar aparelhos elétricos sensíveis. Com isso, busca-se constantemente o aumento da confiabilidade, fazendo com que se procure formar sistemas de distribuição mais robustos e controláveis (MENDONÇA, 2011). Em prol disso, uma das alternativas é a utilização de Geração Distribuída (GD) durante os picos de carga, reduzindo a demanda e fornecendo energia mais próximo do consumo, o que também aumenta a eficiência do sistema.

Outra alternativa é a formação de microrredes, desvinculando porções de carga do sistema de distribuição, que passariam a ser autossuficientes, mesmo que por curtos períodos de tempo, como por exemplo em momentos de pico de demanda e durante contingências (LI et al., 2017). Essas ações permitiriam o sistema operar de maneira mais eficiente, com maior confiabilidade, qualidade de energia e com custos reduzidos (PARHIZI et al., 2015).

Muitas são as alternativas de GD que podem ser utilizadas para fazer o controle de demanda e/ou formar microrredes. Porém, para essa aplicação, há a necessidade de conseguir controlar o despacho de energia, podendo utilizá-la em momentos oportunos, como quando em demanda elevada, perda de alimentação por parte da concessionária ou alguma contingência no sistema.

Sendo assim, fontes de energia como a solar e eólica sozinhas, a menos que disponham de bancos de baterias suficientes instalados junto a fonte, não conseguem formar uma solução possível (ZHAO et al., 2016). Pensando nisso, surge como uma das alternativas os Grupos Motor Gerador (GMG's) diesel, que tem a capacidade de controlar de melhor forma a energia, fornecendo melhores capacidades técnicas, como controle de tensão, frequência, geração ativa e reativa, controle de despacho e armazenamento de energia em forma de combustível. Além desses benefícios, os GMG's utilizados no estudo, são do tipo que fornecem energia de *backup*, ou seja, facilmente encontrados em instalações e na maioria das vezes subproveitados, sendo utilizados em raros momentos, muitas vezes apenas por manutenção.

Os GMG's são comumente encontrados em aplicações que necessitam de uma fonte de energia constante, como por exemplo em hospitais, locomotivas diesel-elétricas, fonte de alimentação para pequenas localidades, usinas nucleares, torres de telecomunicações, dentre

outros. O gerador de polos salientes é a máquina elétrica mais utilizada no acoplamento a GMG's, com um regulador de velocidade atuando no motor a combustão, controlando as rotações por minuto do motor, afim de regular a frequência elétrica, e outro controlador atuando no circuito de campo da máquina síncrona, fazendo o controle da tensão terminal gerada (GONÇALVES FILHO; GARBELINI; IZYCKI, 2014).

Os GMG's são uma solução viável como alternativa no fornecimento de energia para instalações, ou ainda, pequenas regiões mais isoladas (NIWAS; SINGH, 2015). São construídos em uma ampla faixa de modelos e diferentes potências, possuindo um baixo custo de aquisição e instalação, podendo também serem considerados como geradores de energia renováveis quando operando com biodiesel ou etanol (JOON-HWAN LEE; SEUNG-HWAN LEE; SEUNG-KI SUL, 2009).

1.1 UTILIZAÇÃO DE GMG'S

Pandiaraj et al. (2002) apresentam um exemplo de utilização de GMG's diesel como solução para o controle de demanda na Irlanda. O trabalho mostra uma solução que utilizou 180 GMG's diesel, com potências que variam de 60 kW a 5 MW, sendo que, se somados resultam em uma capacidade de fornecimento que atinge os 140 MW. Com esses geradores, associados a um controle de despacho inteligente, foi possível controlar e alisar o pico de demanda nas ilhas do país, gerando benefícios as concessionárias de energia e aos consumidores.

Outro exemplo que utiliza de GMG's para o controle de demanda é um dos casos apresentados por Malinowski e Kaderly (2004), onde a empresa *Baldor's Westville Oklahoma* instalou três geradores de 140 kW, economizando mais de 100 mil dólares anualmente. Os mesmos autores mostram outros dois casos que são muito parecidos com o que aborda o presente trabalho. Em Atlanta, no *Hartsfield Airport*, foram instalados oito geradores de energia com potência de 1,1 MW para funcionarem como GMG's de emergência e também para controle de demanda, o que está gerando economia de um milhão de dólares por ano. Outro caso apresentado é do Hospital Infantil da *Philadelphia*, onde os geradores de emergência estão sendo utilizados para o controle da demanda, gerando uma receita anual de 240 mil dólares.

Já no trabalho apresentado por Paixão Júnior et al. (2018), é demonstrado na prática como pode funcionar uma microrrede. Na Universidade Federal do Pará, foram instalados alguns grupos de painéis solares ligados a inversores de frequência e também a um banco de baterias, juntamente com esse sistema, também há um GMG diesel para dar suporte. Todos os

recursos de geração funcionam de maneira complementar e integrada, gerenciados eletricamente por programa em computadores e controladores de geração, dispendo de múltiplas chaves eletrônicas trifásicas para conexão da geração com a carga e/ou conexão em paralelo entre a microrrede e a distribuidora. No trabalho, são apresentados gráficos de medição em diferentes pontos, no GMG, nos painéis solares e no painel de carga. Fica evidente que na questão da qualidade de energia o GMG leva vantagem, possivelmente porque não necessita de chaves eletrônicas para reproduzir a forma de onda senoidal. Além disso, pode fornecer energia de base para o sistema quando a operação é em modo isolado, operando complementarmente aos painéis fotovoltaicos (FV's) quando o banco de baterias não consegue suprir ou não está com nível de carga satisfatório.

Sendo assim, mesmo dispendo de FV's e banco de baterias, as instalações ainda são dependentes de um GMG para assegurar a continuidade do fornecimento de energia. Os sistemas híbridos formam uma solução integrada e otimizada na constituição de microrredes, através dessas GD's, juntamente com sistemas inteligentes de controle, de forma que, o fornecimento de energia fica garantido e, agregado ao controle de demanda, pode minimizar os custos com energia elétrica, formando assim uma solução completa e otimizada.

Quando permitida, a operação estável e intencional da GD desconectada da concessionária de energia, isolada ou em ilha, deve cumprir com todos os requisitos técnicos e de segurança impostos pelas normas e legislações vigentes. A qualidade de energia durante a operação, deve ser assegurada dentro deste modelo e, diante disso, Lima, Motter e Vieira Jr. (2014) fazem dois questionamentos. O primeiro se refere a como ficam os transitórios de tensão e frequência gerados pela abertura do paralelismo entre a microrrede e a distribuidora de energia, o segundo questionamento fica em relação a qualidade de energia fornecida as cargas em regime permanente por uma microrrede, sabendo dos limites exigidos no PRODIST (Procedimento de distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

Esses questionamentos levantam dúvidas em como poderia ser estruturada uma microrrede. Pensando nisso, surge a ideia do presente trabalho, a partir de GMG's, como se comporta uma microrrede conectada em paralelo com a distribuição, com capacidade de operar isolada do sistema e também que pode ser utilizada para o controle de demanda. Desta maneira, o trabalho concentrou os esforços nessas questões, observando o comportamento do módulo e ângulo de tensão e também na frequência elétrica. As simulações foram realizadas em um sistema real, que teve todos seus parâmetros modelados pelo autor. Em seguida, as simulações se concentraram na formação de microrredes, utilizando os próprios GMG's já instalados,

fazendo uma análise mais concentrada nos momentos que circundam a abertura do paralelismo entre gerador e rede e posteriormente o paralelismo entre ambos.

Como parâmetros para todas as simulações, foram estudadas as normas, normativas e recomendações técnicas da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) e algumas das maiores concessionárias de energia elétrica. Para balizar as simulações, foram utilizados os parâmetros mais exigentes da literatura estudada.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Desenvolver e aplicar em um caso real uma metodologia para controle de demanda utilizando geradores de *backup* tradicionais, diesel, analisando os efeitos do paralelismo entre os mesmos e a rede, buscando formar microrredes que possam operar tanto em paralelo como isoladas da rede de distribuição.

1.2.2 Objetivos específicos

- Desenvolver uma metodologia que englobe a capacidade de controle de demanda e o estudo dos transitórios causados pelo paralelismo e isolamento de microrredes em uma rede real;
- Aplicar a metodologia desenvolvida;
- Modelar uma rede de distribuição real;
- Modelar os GMG's existentes na rede de distribuição estudada;
- Estudar o desempenho do paralelismo dos GMG's diesel, em regime permanente, na rede de distribuição modelada;
- Estudar os transitórios causados pelo paralelismo e isolamento de microrredes, utilizando os GMG's e a rede de distribuição modelada.

2. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO

Neste capítulo, são desenvolvidos alguns assuntos pertinentes ao trabalho. A geração distribuída, as fontes de energia que podem ser utilizadas para realizar o controle de demanda e a formação de microrredes. A legislação vigente, as normas, normativas e recomendações técnicas que circundam o tema, as questões de qualidade de energia a serem asseguradas em sistemas que operam com paralelismo de geradores e/ou operação isolada da rede de distribuição de energia, as recomendações técnicas para o momento do paralelismo de geradores com a rede e um pouco sobre as exigências de algumas concessionárias de energia para o sistema de proteção de instalações que desejam realizar o paralelismo com suas redes.

Também foi estudado como funcionam os GMG's, quais os controles quando em operação singela e quando em paralelo, os tipos de excitação e suas características, assim como o que diz a literatura quanto aos cuidados a serem tomados para que seja possível realizar o paralelismo entre máquinas elétricas, sem causar danos aos equipamentos e de modo a minimizar os transitórios.

Por fim, estudos sobre controle de demanda e as microrredes também são apresentados. A importância de se ter um controle sobre a demanda consumida e como pode-se fazer para a controlar, um pouco sobre a arquitetura necessária para montar microrredes, as melhorias e funcionalidades que são proporcionadas com o aumento no controle a partir de equipamentos inteligentes e/ou com aquisição de dados e, por fim, um pouco sobre os desafios do sistema de proteção em redes com fluxo bidirecional.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída é caracterizada, como o próprio termo sugere, pontos conectados ao sistema de distribuição de energia elétrica que possuem pequenas fontes de geração de energia. O conceito de GD fica em torno de geração de energia elétrica descentralizada. Individualmente, essas fontes de energia não são muito relevantes para o sistema, mas juntas conseguem ser parte significativa.

Os conceitos que envolvem o tema não são inéditos, a GD já vem fazendo parte das pesquisas no meio acadêmico a bastante tempo, porém, atualmente, está ganhando destaque na matriz energética brasileira. Isso se deve ao efeito positivo de políticas públicas que reduzem o *payback* de investimentos nessa área, os tornando viáveis e de menor risco, também ao custo

da energia elétrica, que vem crescendo significativamente nos últimos anos, e as legislações e normativas vigentes que permitem e asseguram o direito a geração da própria energia de maneira fácil e prática, mesmo conectado em paralelo ao sistema de distribuição de energia elétrica. Sendo assim, a instalação de geração de energia descentralizada, de iniciativa privada, pela população em geral e/ou de empresas, sejam elas grandes, médias ou pequenas, é cada vez mais uma realidade, permitindo assim que cada um possa gerar sua própria energia.

O termo GD está se tornando mais popular à medida que sua participação no sistema aumenta. No momento, a maior fonte de energia que contribui para esse movimento é a geração de energia fotovoltaica que, segundo os boletins de informações gerenciais da ANEEL, no 1º trimestre de 2018, do total de 333,5 MW de GD produzida no Brasil, a energia fotovoltaica representa 76,5%, com potência instalada superior a 255 MW (ANEEL, 2018a), já no boletim do 3º trimestre do mesmo ano, a potência total de GD saltou para 527,7 MW, onde a energia fotovoltaica aumentou sua participação de maneira a representar 81,7%, correspondendo a mais de 431,1 MW (ANEEL, 2018b), um crescimento de aproximadamente 69%. A energia elétrica proveniente do sol está em processo de rápida expansão no país. Isso está fazendo com que a ANEEL atualize os procedimentos de rede com maior frequência, tentando adequar o sistema a nova realidade (FOGLI, 2014). Muitas são as justificativas para esse aumento repentino, parte se dão nos subsídios governamentais, através da redução, ou até mesmo isenção, dos impostos que incidem na energia produzida e nos equipamentos utilizados nestes sistemas, linhas de financiamento especiais com taxas de juro mais baixas para os projetos de GD (MME, 2015) e também a legislação criada, a partir de 2012, através da Resolução Normativa 482, que regulamenta o sistema de compensação de energia e garante o acesso da GD ao sistema de distribuição de energia.

Apesar da acelerada expansão da geração fotovoltaica no sistema de distribuição, outras fontes de GD podem ser utilizadas, como as Centrais Geradoras Eolielétricas (EOL), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Usinas Termelétricas de Energia (UTE), e também a energia proveniente de geradores conectados a motores de combustão interna, principalmente a que trata o trabalho, Grupo Motor Gerador (GMG). Cada fonte de energia tem suas particularidades, algumas limitações podem impedir a instalação em determinadas áreas ou tornar o sistema inviável tanto técnica como economicamente.

A geração fotovoltaica deve ser instalada, preferencialmente, em locais com bons índices de radiação solar e de maneira que não haja sombreamento nos painéis. Os aspectos positivos são de que não há partes móveis na grande maioria dos sistemas, o que reduz significativamente os custos de manutenção e operação. É uma fonte de energia quase que

100% limpa, pois não é proveniente de nenhuma queima de combustível e boa parte de seus componentes podem ser reciclados. O seu maior ponto negativo fica em torno de ser uma fonte de energia intermitente, ou seja, não é controlável, depende totalmente de aspectos climáticos e, atualmente, não pode ter seu despacho planejado. Para resolver esse problema, bastaria instalar um banco de baterias, assim a energia ficaria armazenada e poderia ser controlada de melhor forma, podendo fornecer energia em momentos distintos, como em momentos quando não houvesse geração (durante as noites, dias nublados, momentos de sombreamento) ou ainda, como energia de *backup* para a instalação, operando assim de maneira isolada do sistema elétrico (BELLIDO, 2018). Essa seria a solução para utilizar esse sistema, o problema fica com o alto investimento, e o custo elevado das baterias faz com que a maioria dos sistemas não se torne atrativo economicamente.

As Centrais Geradoras Eolielétricas devem ser instaladas, preferencialmente, em locais que possuem ventos constantes e de boa velocidade, com turbinas adequadas as características do vento da região, para que assim sejam eficientes. Os benefícios da energia eólica ficam em torno da geração de energia sem a necessidade de queima de combustível. Os pontos negativos ficam com a necessidade de manutenção, pois possui peças móveis, e com a produção de energia que, assim como na energia fotovoltaica, não pode ser garantida, ficando a mercê das condições climáticas. Tanto o sistema de geração fotovoltaico como o eólico, utilizam de um barramento em corrente contínua e um inversor de frequência para obter a energia em corrente alternada, sendo assim, a mesma solução encontrada para a energia fotovoltaica pode ser utilizada na eólica com os mesmos benefícios, mas também ambas compartilham o mesmo problema, o custo elevado associado a sistemas que utilizam baterias.

As Centrais Geradoras Hidrelétricas também fazem parte do grupo de fontes de energias renováveis e limpas. Possuem a grande vantagem de estocar energia na forma de água, a partir de um reservatório. Apesar de dependerem das condições climáticas, assim como a fotovoltaica e a eólica, seu despacho pode ser planejado por períodos tão longos quanto a capacidade de seus reservatórios. Sendo assim, é uma ótima fonte de energia, porém, evidentemente, só pode ser utilizada onde há disponibilidade de volumes consideráveis de água, como em alguns rios e barragens, o que acaba limitando sua utilização.

Já as Usinas Termoelétricas de Energia, tem a vantagem de estocar o combustível para queimar em um momento oportuno, controlando assim o despacho de energia. Também abre uma nova possibilidade, utilizar o vapor aquecido da caldeira para outro fim que não somente a geração de energia elétrica, o que pode ser algo muito relevante para alguns setores da indústria. As desvantagens ficam por conta da operação e manutenção mais especializadas que

as demais, o que envolve uma grande quantidade de equipamentos e processos nessas usinas, ainda tem-se a produção de energia a partir da queima de combustível, que pode vir a gerar gases poluentes e cinzas resultantes da queima e também o tempo longo para o *startup* da usina, ou seja, pode não funcionar como uma fonte de energia de *backup* para uma instalação.

Os GMG's diesel têm a vantagem de fornecer energia no momento em que forem solicitados, também possuem a característica de poder entrar em funcionamento em pouco tempo, questão de segundos, sendo ideias para *backup*, podendo também, assim como as CGH's e UTE's, gerar energia ininterruptamente para a carga ou sistema, independente de quaisquer que sejam as condições climáticas. As desvantagens ficam por conta de demandarem manutenção devido a seu funcionamento a partir de um motor a combustão interna, mas essa menos especializada que nas UTE's, e também originam sua energia através da queima de combustível, o que gera gases poluentes. Dentre todas as formas de geração de energia, o GMG é o que mais se enquadra com a ideia do trabalho, sendo a geração de energia para controle de demanda e formação de microrrede a partir de fonte de *backup*.

2.2 GRUPO MOTOR GERADOR DIESEL

De acordo com os parâmetros do trabalho, para o controle de demanda, a melhor opção dentre todos os tipos de geradores são os GMG's movidos a diesel. Os textos referentes a essa seção, foram desenvolvidos tendo como base as apostilas encontradas em Galdino (2011) e Pereira (2015), manual de motores do ciclo diesel (SCANIA, 2007) e demais publicações devidamente referenciadas.

Os Grupos Motor Gerador (GMG's), são assim denominados devido a serem formados por um motor a combustão interna, podendo utilizar como combustível gasolina, álcool, gás natural veicular (GNV), diesel, biodiesel, ou ainda, um grupo destes combustíveis, como o motor flex, que funciona com gasolina e/ou álcool, ou o motor *tetrafuel*, que funciona com gasolina, álcool, GNV ou a mistura de ambos.

Acoplado ao motor de combustão interna, está um gerador de energia elétrica, na maioria dos casos um gerador síncrono, podendo ser monofásico ou trifásico. A união de ambos, motor e gerador, é realizada a partir de um acoplamento que pode ou não ter um volante de inércia, utilizado em GMG's de maior porte para tornar o sistema mais estável em variações de carregamento mais abruptas. Todos os equipamentos são firmemente acomodados em um berço de metal, sendo transportados em conjunto, podendo ou não possuir uma cabine de

proteção, sendo assim muito versáteis, operando praticamente em qualquer lugar, sem a necessidade de ser abrigado e em ambientes com livre circulação de pessoas. Também pode ser construído com cabine de proteção com isolamento acústica, dependendo da exigência do cliente, para funcionar em ambientes que necessitam de maior controle de ruído.

O GMG foi desenvolvido para transformar a energia mecânica de um motor a combustão em energia elétrica, com estabilidade de tensão e frequência (PEPERMANS et al., 2005). Para que os parâmetros de qualidade de energia sejam atingidos, os GMG's devem contar com ao menos dois controladores, o de velocidade, responsável pela frequência da máquina, e o controlador de tensão, que controla a corrente de excitação do gerador afim de controlar a tensão do fornecimento de energia nos terminais de saída do GMG.

GMG's são comumente utilizados como fontes de energia de *backup* para residências, empresas, hospitais, shows, laboratórios, servidores de rede e internet, dentre outras aplicações, na maioria dos casos, operando em sistemas isolado, sem paralelismo com a rede elétrica ou com outros geradores. Também podem ser utilizados para a economia na fatura de energia, em tarifas que possuem diferenciação na cobrança em horários específicos, a utilização de GMG's nos horários de maior tarifa é bastante comum, substituindo o fornecimento da concessionária pela energia gerada dentro da própria instalação.

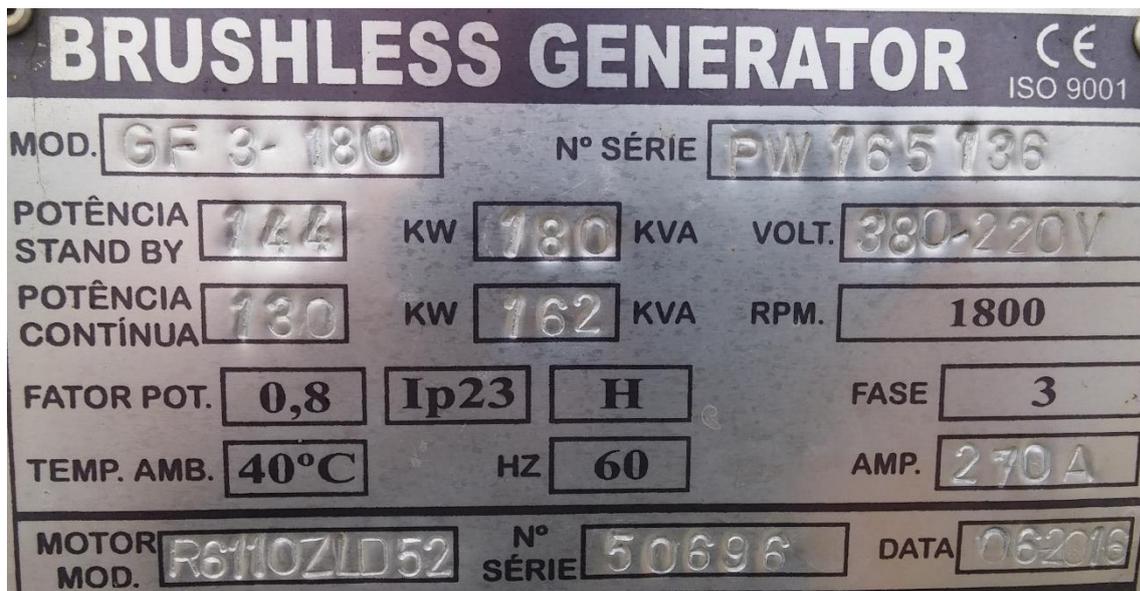
Outra utilização para o GMG é no controle de demanda, acionando a máquina em momentos oportunos, evitando que a demanda contratada seja ultrapassada em algum momento, prevenindo assim, custos por excesso de demanda. Porém, na maioria dos casos, essa aplicação carece de um sistema de controle que realize o paralelismo do GMG com a rede de distribuição, o que não é algo trivial e será melhor explicado posteriormente. Sendo assim, os GMG's podem ser largamente utilizados, oferecem comodidade, segurança e confiabilidade no fornecimento de energia.

Comumente um GMG diesel tem mais de uma potência especificada, de acordo com o regime de trabalho, de forma que, diferentes potências podem ser extraídas do conjunto. Basicamente há dois modos de operação, o *prime* e o *stand-by* (SCANIA, 2007). A potência declarada como *prime* se refere a utilização do gerador durante longos períodos de tempo com carga variável, a média do fator de carga deve ser de no máximo 70% para períodos de 24 horas de operação. Esta é a considerada como segura para operações em regime contínuo e permite sobrecargas de pico de até 110% durante períodos de curta duração (GONÇALVES FILHO; GARBELINI; IZYCKI, 2014; SCANIA, 2007).

Já a potência especificada como de *stand-by*, é para acionamentos esporádicos da máquina, é a potência considerada quando o GMG é destinado a apenas *backup*, como quando

utilizados em hospitais por exemplo. O fator de carga médio nessas condições também é de no máximo 70% da potência nominal em 24 horas de operação. Nessas condições, geralmente há uma quantidade recomendada de tempo de operação definida em horas/ano. Como pode ser visto na Figura 1, a potência *prime* é inferior a potência em *stand-by*, isso ocorre devido a forma de utilização mais ou menos contínua da máquina. Ainda, pode-se observar que a potência de *stand-by* é ligeiramente maior que a *prime* (contínua), essa relação fica em torno de 10%.

Figura 1 - Placa de um gerador instalado na UFSM.



Fonte: Autor.

Uma das características dos motores do ciclo diesel que fazem com que ele seja mais utilizado em GMG's, é o casamento entre a velocidade ideal de rotação do motor diesel ser próxima da velocidade de rotação de um gerador de quatro polos, em torno de 1800 RPM, bastante inferior a motores do ciclo otto, sendo exatamente a velocidade necessária para que um gerador síncrono de 4 polos obtenha 60 Hz em seus terminais. Para esses geradores, a construção de seu rotor é comumente desenvolvida com polos salientes, devido a formar um conjunto mais compacto. Outro aspecto importante de GMG diesel, é a vasta faixa de potências em que são construídos, podendo ser encontrados em baixas potências como geradores de 2,2 kW, e com potências consideráveis como em alguns casos que podem ultrapassar os 3 MW. Além disso, o diesel é um combustível de menor custo, ajudando a manter o valor do kWh menor.

Geradores a gasolina ou álcool são mais encontrados em baixas potências e do tipo monofásico, isso ocorre devido aos custos associados aos motores de combustão, mais compatíveis com a proposta de pequenos geradores. Na maioria das aplicações, os GMG's são utilizados em operação isolada, mas nada impede de que sejam conectados em paralelo com a rede, com um sistema de controle adequado, fornecendo energia para uma pequena região, pequenos grupos de consumidores ou para clientes industriais, reduzindo assim os picos de demanda na localidade (TIBOLA et al., 2015). Os geradores que serão tratados neste trabalho são exclusivamente movidos a diesel, pois são largamente utilizados em sistemas de *backup* de maior potência.

Para controlar os GMG's, diferentes tipos de controladores podem ser empregados. Primeiramente, é necessário saber a aplicação do GMG, se for utilizado apenas como *backup*, então os controladores deverão ser aplicados para operação singela do gerador, visto que o sistema de geração só entrará em funcionamento em caso de alguma falha na alimentação da concessionária de energia. Dentro desse modelo, ainda se faz necessário saber quantos geradores serão necessários para atender a carga. Caso seja utilizado um GMG, mesmo que haja outro sobressalente ao primeiro para o caso de falha do mesmo, será aplicado um sistema de controle bastante simples, sem a necessidade de paralelismo. Caso sejam necessários mais do que um GMG, o sistema deve contemplar o paralelismo entre os GMG's e, devido a isso, ser constituído de equipamentos de proteção e controle mais sofisticados para executar da melhor forma possível a conexão e controle dos geradores.

Para outras utilizações que não somente o *backup*, como por exemplo, estabelecer a alimentação em horários específicos, quando a energia tem maiores custos, ou ainda, para controlar a demanda de determinada instalação, prevenindo os gastos com a ultrapassagem do montante contratado, costuma-se fazer o paralelismo entre gerador ou grupo de geradores e a rede, o que é mais complexo e envolve mais equipamentos de controle e proteção.

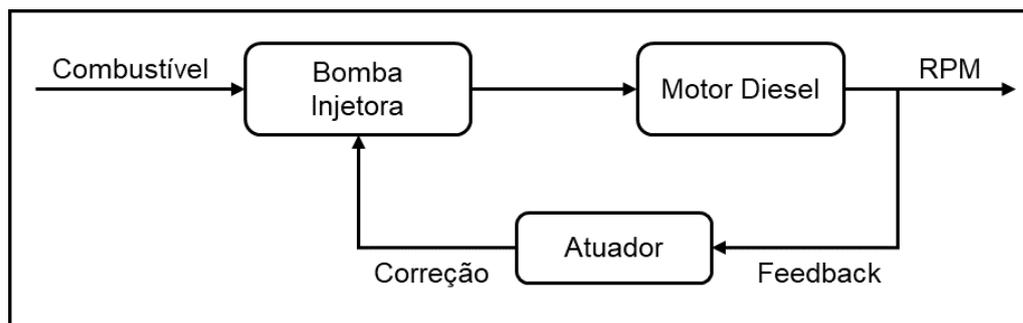
2.2.1 Controles de um GMG em Operação Singela

Quando um gerador de energia opera de forma singela, ou seja, apenas um gerador de energia alimentando a carga, os controles ficam bastante limitados. Para um GMG nessas condições de operação, os controles possuem apenas dois pontos de atuação. O primeiro é o controle da rotação do motor, feito através de um atuador, que pode ser mecânico, quando em máquinas mais antigas, ou eletrônico, para geradores mais atuais (PEREIRA, 2015). O segundo controle consiste basicamente em controlar a tensão terminal da máquina, controlando a

corrente que passa pelo circuito de excitação do gerador e assim, controlando a indução no circuito de armadura da máquina.

O controle de velocidade, atualmente, funciona a partir de atuadores eletrônicos pois oferecem maior precisão. Operam juntamente com um atuador eletromagnético, que é responsável por controlar a injeção de combustível, bloqueando ou não, a sua entrada para a câmara de compressão, resultando assim na dosagem de combustível e por consequência nas mudanças de rotação do conjunto quando operando singelo. Na Figura 2, basicamente, está representado o esquema de controle de velocidade de um GMG diesel, onde é possível notar que o atuador controla a quantidade de combustível do motor, atuando na bomba injetora, e toma as decisões quanto a isso baseado no *feedback* de um sensor que informa a velocidade do eixo do motor. O atuador aumenta a quantidade de combustível à medida que o gerador perde rotação e reduz o combustível à medida que ultrapassa a rotação definida.

Figura 2 - Representação da malha de controle de velocidade.



Fonte: Adaptado de Pereira (2015).

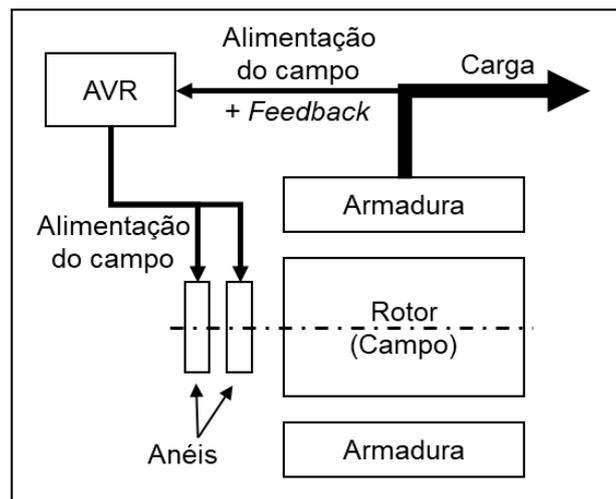
O controlador de tensão é chamado de AVR (*Automatic Voltage Regulator*, ou seja, Regulador Automático de Tensão). Basicamente funciona comparando a tensão gerada com a tensão de referência, fazendo ajustes em malha fechada, assim como o regulador de velocidade, podendo atuar, direta ou indiretamente, no circuito de campo do gerador síncrono, sempre buscando igualar o valor da tensão nos terminais da máquina com o valor ajustado como de referência. Quando a tensão nos terminais da máquina é menor que a referência, o AVR fornece mais corrente para o circuito de campo da máquina na expectativa de aumentar a tensão terminal. Caso a tensão terminal seja maior que a referência, ocorre justamente o contrário, o AVR reduz a corrente de excitação da máquina síncrona.

Há diferentes maneiras de se obter a corrente de campo para GMG's. Os principais tipos de excitação são a estática, *brushless* (excitação dinâmica, sem escovas) e por imã permanente.

Na excitação estática, a corrente que alimenta o circuito de campo do gerador é extraída diretamente de seus terminais, retificada através de um circuito eletrônico, onde atua o AVR. O sistema de controle atua nos gatilhos de tiristores que controlam a tensão do campo e por consequência a sua corrente, passando a energia para o circuito de campo da máquina síncrona (rotor e parte móvel) através de escovas de carvão que deslizam sobre dois anéis móveis, um para o terminal positivo e outro para o negativo, presos no eixo rotativo do gerador, onde é formado o campo eletromagnético que forma o campo girante.

Esse esquema de excitação permite que o sistema de controle atue mais rapidamente que o dinâmico, por atuar diretamente no circuito de campo. Porém, como é controlado por tiristores, pode introduzir deformações na forma de onda gerada, podendo prejudicar equipamentos sensíveis. A Figura 3 apresenta o modelo de excitação descrito e torna mais fácil sua compreensão, onde pode-se observar que a alimentação do circuito de campo vem do próprio gerador. A partir do magnetismo residual da máquina, uma pequena tensão é gerada inicialmente e essa faz com que circule uma corrente nos enrolamentos de campo, o que por sua vez aumenta a força magnética, que acaba por aumentar a indução e assim aumentando a tensão nos terminais da máquina, esse processo se repete enquanto a máquina não atinge tensão nominal nos terminais.

Figura 3 - Esquemático do funcionamento para excitação estática.

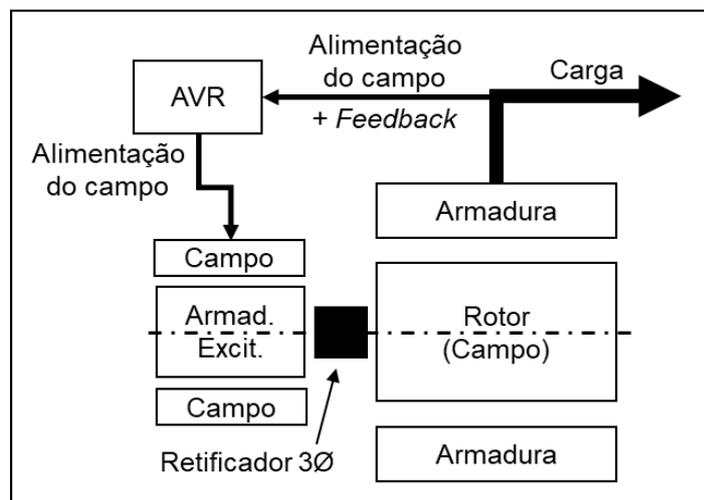


Fonte: Adaptado de Pereira (2015).

Já na excitação *Brushless* (excitação dinâmica, sem escovas), um sistema largamente utilizado atualmente, a alimentação do circuito de campo vem de um segundo gerador síncrono trifásico montado no mesmo eixo da máquina principal, porém com os seus circuitos invertidos,

onde no estator tem-se o circuito de campo e no rotor a armadura. A tensão e corrente geradas pelo gerador auxiliar (excitatriz), são transformados em corrente contínua por um retificador trifásico de ponte completa, localizado no próprio eixo da máquina e ligado diretamente ao circuito de campo do gerador principal, tornando dispensável o sistema de escovas e anéis necessários para a excitação estática. Sendo assim, o AVR atua no estator da máquina auxiliar, controlando o circuito de campo a fim de controlar indiretamente o campo da máquina principal. Todo esse sistema foi desenvolvido para que fosse minimizado o número de peças móveis que sofrem desgaste, reduzindo consideravelmente a necessidade de manutenção da máquina, porém, prejudica a velocidade do controlador de tensão. A Figura 4 apresenta o modelo desse sistema de excitação.

Figura 4 - Esquemático do funcionamento para excitação *Brushless*.

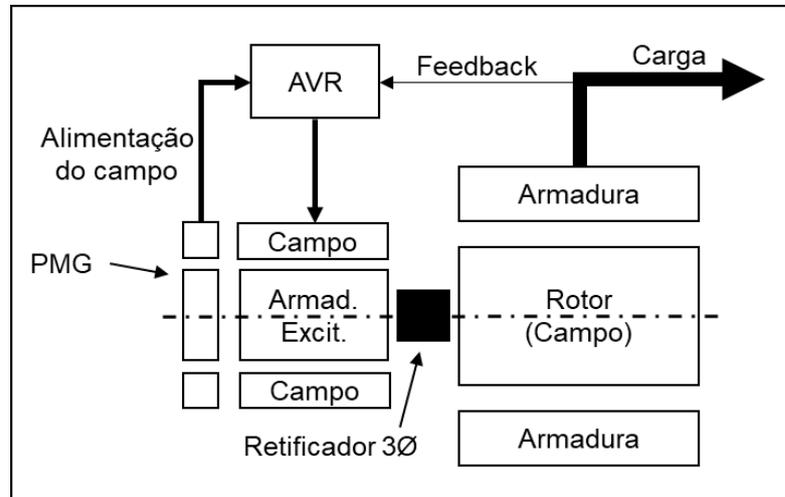


Fonte: Adaptado de PEREIRA (2015).

O sistema de excitação com imã permanente é o que oferece mais benefícios. O seu modo de funcionamento é praticamente igual ao *Brushless*, a não ser por ser alimentado por um terceiro gerador de energia, chamado de PMG (*Permanent Magnet Generator*, ou seja, Gerador de Imã Permanente), todos conectados ao mesmo eixo. O terceiro gerador possui em seu eixo imãs permanentes para constituir o seu circuito de campo, o estator dessa máquina fornece energia para o controlador e para o circuito de campo da excitatriz. Há um ganho nesse sistema quando comparado com o anterior, de forma que, quando ocorrem picos de carga no gerador, a tensão terminal não tem grandes quedas como o que ocorre nos geradores auto-excitados, devido a ter sua excitação independente. Outra vantagem é o melhor desempenho para alimentar

cargas não lineares, sendo a melhor opção para casos que necessitam de melhor qualidade de energia. A Figura 5 apresenta o modelo do sistema de excitação.

Figura 5 - Esquemático do funcionamento para excitação por imã permanente.



Fonte: Adaptado de PEREIRA (2015).

Diante disso, o controle de velocidade é o responsável pela manutenção da frequência do gerador síncrono, variando o fluxo de combustível para isso, e o AVR faz o controle do circuito de campo do gerador e é responsável pelo controle da tensão nos terminais da máquina. Demais parâmetros como a potência aparente, ativa ou reativa geradas na máquina, são incontrolláveis e dependem única e exclusivamente da carga ligada ao gerador, o que pode vir a causar problemas como baixo rendimento, perda de capacidade de geração devido a operar com baixos fatores de potência e problemas de ordem mecânica no motor do GMG.

2.2.2 Controles de GMG's em operação paralela

Diferentemente de um GMG em operação singela, quando conectados em paralelo, seja entre um GMG e o sistema de distribuição, entre dois ou mais GMG's ou entre um grupo de GMG's e o sistema de distribuição, após a realização do paralelismo, a função dos controladores se altera.

Quando um gerador de energia síncrono é conectado em paralelo com a rede, os parâmetros de frequência e tensão não podem ser controlados diretamente pelo mesmo, a própria rede de energia faz com que o gerador permaneça na frequência em que se encontra o sistema, ocorrendo o mesmo com a tensão. Dessa maneira, a medida que o controlador de

velocidade tenta acelerar a máquina, ao invés de aumentar a frequência elétrica, o gerador passa a fornecer mais potência ativa ao sistema, caso contrário, o gerador passa a fornecer menos potência ativa. No que se refere ao controle de tensão, este passa a funcionar como controle de energia reativa. Quando o controlador aumenta a corrente no circuito de campo, a máquina passa a fornecer, ou a consumir menos, energia reativa, quando do contrário, a máquina passa a fornecer menos, ou a consumir mais, energia reativa.

Sendo assim, o controle de velocidade do eixo da máquina, após efetuado o paralelismo entre GMG's ou entre GMG e rede, passa a controlar a potência ativa fornecida pela máquina ao sistema, por sua vez, o controlador de tensão passa a controlar a energia reativa do gerador. Para que um gerador opere em paralelo com qualquer sistema, seja de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica, alguns parâmetros obrigatoriamente devem ser atendidos.

Inicialmente, ambos os sistemas, de geração e distribuição, devem funcionar nos mesmos níveis de tensão e frequência. No sistema brasileiro, isso significa que a frequência do gerador deve ser de 60 Hz, para qualquer conexão ao sistema. Já a tensão, varia de acordo com a região do país, com o tipo de alimentador, que basicamente se divide em dois, urbano ou rural, com a concessionária de energia e também com o tipo de rede, que pode ser secundária ou primária. Para o estudo em questão, é considerado que o gerador é conectado à rede de baixa tensão, ou seja, dependendo da concessionária e da região onde se localiza a conexão, os níveis de tensão variam entre 127/220 V ou 220/380 V (fase/linha), evidentemente, ambos em 60 Hz.

No momento de realizar o paralelismo, as amplitudes das tensões devem ser iguais entre o gerador e o sistema de distribuição. Porém, a frequência do gerador que será conectado, deve ser levemente superior à do sistema, para que essa conexão não cause nenhum transitório de potência após a ligação (CHAPMAN, 2013).

Para que o paralelismo aconteça de maneira correta, também se deve ter atenção com a diferença angular entre as formas de onda de tensão, da rede e do gerador. Essa diferença angular é muito importante, de modo que as formas de onda devem estar sobrepostas, com diferença angular muito próxima a zero, para que a conexão seja realizada sem maiores problemas aos sistemas. Evidentemente, se as tensões devem ser iguais e sem defasagem angular, e os sistemas operar na mesma frequência, a sequência de fase também deve ser a mesma (ABC).

Sendo assim, para que a conexão em paralelo entre um sistema de energia e um gerador de energia elétrica ocorra de maneira correta, sem quaisquer danos, as seguintes condições devem ser satisfeitas:

1. As amplitudes de tensão devem ser iguais;

2. Os dois sistemas devem ter a mesma sequência de fase;
3. O gerador deve estar operando com frequência ligeiramente maior que a rede;
4. Não deve haver diferença angular entre as formas de onda de tensão.

Segundo Kosow (1982), basta seguir uma sequência de operações, com o auxílio de alguns equipamentos básicos, para colocar um gerador operando em paralelo com um sistema de distribuição de energia elétrica. Seguem os passos:

1. O gerador é acelerado até sua velocidade nominal e a corrente de campo é ajustada para que a tensão nos terminais possua a mesma amplitude da do barramento onde vai ser conectado, onde se deve utilizar um multímetro para isso;

2. A sequência de fase deve ser verificada com o auxílio de um indicador de sequência de fase ou algum outro método de verificação;

3. Comparar a frequência da máquina com a da rede, podendo-se utilizar um sincronoscópio para isso ou algum outro método;

4. Basta fechar a chave de paralelismo quando o sincronoscópio indicar que as formas de onda estão em sincronismo, a partir do fechamento da chave, o gerador passa a flutuar na linha sem que injete potência ativa;

5. Deve-se “acelerar” a máquina primária para que o gerador comece a injetar potência ativa na rede;

6. A potência reativa injetada será controlada pelo circuito de campo do gerador, dessa maneira é feita a regulação do fator de potência do gerador;

7. A tensão da barra pode ser controlada a partir do controle simultâneo no circuito de campo de todos os geradores que operam nessa barra.

Segundo os passos apresentados, a conexão de um gerador de energia em paralelo com a rede pode ser realizada sem a utilização de nenhum sistema automatizado. Porém, um dos objetivos do trabalho é de que esse controle seja efetivado totalmente automático, sem a intervenção humana, e sendo assim, deve contar com equipamentos de controle e medição que realizem o paralelismo entre GMG's e rede de forma totalmente automática, atendendo também as normas e recomendações técnicas da ANEEL, concessionárias de energia e do IEEE. O controle automático realiza as mesmas tarefas descritas por Kosow (1982), com agilidade, segurança e de forma totalmente autônoma.

Sendo assim, ambas as teorias para realizar o paralelismo entre sistema e gerador apresentadas nos livros das bibliografias estudadas convergem para os mesmos parâmetros que devem ser atendidos antes de realizar a conexão do gerador a uma rede de distribuição de energia.

2.3 MICRORREDES

Microrredes são pequenos sistemas com capacidade de geração suficiente para operar de maneira satisfatória isolado do sistema de distribuição de energia (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009). Não necessariamente essa operação deva ser isolada, mas com capacidade suficiente para tal, podendo também funcionar em paralelo com o sistema de distribuição (BELLIDO, 2018). São implantadas em sistemas de baixa ou média tensão, dispondo de pequenas GD's, obtendo bons níveis de desempenho de maneira bastante eficiente.

Como a microrrede é baseada em geração descentralizada, por si só, já é um fator considerável para o aumento da eficiência, visto que a geração está muito próxima a carga, eliminando as perdas na transmissão e conversão de energia (HATZIARGYRIOU et al., 2011; HERMAN et al., 2001). Também há a possibilidade de utilizar o calor da fonte de geração, das caldeiras da cogeração ou até mesmo o calor gerado por motores a combustão (GMG's) no sistema de refrigeração, lubrificação e escapamento, podendo ser aplicado em algum processo industrial ou até mesmo na melhoria da qualidade de vida em casas, hotéis ou condomínios que estejam na região ou utilizem sistemas baseados em microrredes, podendo aquecer ambientes e/ou a água (TASDIGHI et al., 2014).

Como a geração de energia é feita diretamente na distribuição, pode ser dimensionada de acordo com as características da carga, podendo também ser melhor controlada, formando condições que permitem que a qualidade da energia e os níveis de tensão sejam melhores. Há ainda os ganhos com a capacidade de reserva, para casos de contingências no alimentador e também acaba por abrir uma nova oportunidade de mercado, de modo que, a energia sobressalente de uma microrrede possa ser vendida a concessionária de energia em momentos oportunos, como sobrecargas do sistema ou contingências no alimentador. Claro que, todas essas soluções não podem ser aplicadas sem que haja um estudo prévio individual para cada caso, não compondo algo que seja universal.

O comportamento de uma microrrede durante falhas deve ser similar a um sistema de distribuição. Quando o sistema de distribuição entrar em falha, sua proteção deve atuar de maneira a isolar o defeito, reduzindo ao máximo o número de clientes desenergizados (HOU; HU; HUI, 2010; KATIRAEI; IRAVANI, 2006; TSIKALAKIS; HATZIARGYRIOU, 2011). Nesse momento, o papel da microrrede é se isolar do sistema de distribuição e realimentar suas cargas. Caso a capacidade seja inferior a carga, o controlador da microrrede deve alimentar as cargas designadas como prioritárias (KENNEDY; CIUFO; AGALGAONKAR, 2012). Caso o

defeito seja dentro da microrrede, o sistema de proteção deve atuar para isola-la do resto do sistema.

Segundo Mendonça (2011), a formação de microrredes pode ser realizada de forma gradual, começando com um arranjo básico até chegar a um mais avançado. Partindo disso, para formar uma microrrede, inicialmente pode-se começar utilizando apenas um gerador, associado a controladores inteligentes que comandariam o sistema. Subindo um pouco o nível de integração, pode-se instalar de mais geradores, fontes alternativas complementares, como uma associação de múltiplas fontes de energia, utilizando GMG's, energia fotovoltaica, gerador eólico e/ou cogeração, algumas ou todas associadas de maneira a suprir a carga, com o auxílio de inversores e controladores inteligentes. Para uma solução mais otimizada e completa, bastaria inserir no sistema um conjunto de armazenadores de energia com capacidade suficiente para filtrar grandes distúrbios que possam acontecer, tanto quando conectado em paralelo a rede ou quando alguma oscilação de carga ou geração ocorrer, formando uma solução com capacidade de manter uma excelente qualidade de energia, filtrando possíveis distúrbios, e com grande capacidade de operação isolada de modo contínuo.

Para que a microrrede funcione corretamente, é necessário que os equipamentos utilizados na sua formação tenham bom desempenho. Para isso, é imprescindível que haja uma boa rede de comunicação e um sistema de controle que consiga monitorar as grandezas envolvidas em pontos cruciais. Sendo assim, é importante que um sistema que englobe todos os dados seja implantado, fazendo seu devido tratamento, com capacidade de operação automática e manual e de modo confiável. Em muitas ocasiões, subestações e plantas industriais por exemplo, já utilizam sistemas automatizados com controle e monitoramento por programa SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*, ou seja, Controle Supervisório e Aquisição de Dados), o que é o mais indicado para auxiliar nessa questão.

A partir do sistema SCADA, todos os dados de geração, consumo, estado dos equipamentos (operação, espera, falha, manutenção, chave aberta, chave fechada, etc.), dados de tensão, corrente e potências, são armazenados e considerados nas tomadas de decisão do sistema. Ainda, caso haja algum problema durante a operação, os dados salvos em memória ajudam a descobrir qual foi o erro, onde aconteceu e porque, fazendo com que as falhas possam ser corrigidas mais rapidamente, aumentando a confiabilidade e a eficiência do conjunto.

Para a formação de uma microrrede, alguns equipamentos são necessários na constituição do sistema SCADA. Os principais componentes são os terminais remotos, computadores lógicos programáveis (CLP's), controlador central, interfaces homem máquina (IHM's) e a estrutura de comunicação (MENDONÇA, 2011).

Os terminais remotos são responsáveis pela conexão dos sensores e atuadores que ficam junto dos equipamentos principais, gerador, ponto de medição, chave de manobra, disjuntor, etc. São responsáveis por enviar essas informações e receber os comandos vindos do CLP, os repassando para os atuadores do sistema.

Os CLP's são aplicados em sistemas de automação, responsáveis pelo processamento da informação e podem tomar decisões pré-programadas em sua memória. Podem ser aplicados em ambientes agressivos, com muita poeira, ruído, variações de tensão e proporcionam a substituição de suas peças com agilidade, o que é muito importante para a manutenção do funcionamento dos sistemas onde são instalados. Tem a capacidade de funcionar em rede, tanto com computadores quanto com outros equipamentos, inversores de frequência e outros CLP's por exemplo, podendo formar arquiteturas do tipo servo escravo. Podem utilizar diversos tipos de comunicação e protocolos, dependendo da função e da aplicação desejada.

O controlador central é o responsável pelo sistema SCADA. É composto por, pelo menos, um computador que servirá de servidor e armazenador de dados, responsável também pelo processamento das informações enviadas pelos CLP's. Também é capaz de apoiar nas decisões executadas pelos CLP's. Como possui maior capacidade de processamento, é no controlador central que devem ser desenvolvidas as lógicas de funcionamento de uma microrrede, como em casos de contingências, despachos e afins (USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2012a, 2012b). É onde o operador pode fazer os controles e supervisionar todo o sistema.

As IHM's, são as interfaces que ficam fora da sala de controle. Na grande maioria dos casos, representam partes de um todo do sistema, podendo ter funções que possibilitam alteração e/ou operações realizadas manualmente na interface, como acionar um grupo GMG ou colocá-lo em estado de manutenção por exemplo. Também são utilizadas para mostrar o status do sistema, assim como fornecer informações em tempo real como o nível de tensão, corrente, frequência, potências, nível do combustível e pressão do óleo da máquina, dentre muitas outras.

Por fim, a estrutura de comunicação, que é parte fundamental de todo o sistema (PRASAI et al., 2010; USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2012b), é responsável pelo fluxo de informação, podendo ser por meio físico como cabos (ethernet, fibra ótica, etc) ou pelo ar (wi-fi, rádio, satélite, etc). O que define qual o meio e qual o tipo de comunicação adotado são os equipamentos utilizados no sistema, as condições estruturais e geográficas do local onde a microrrede opera e, principalmente, o nível de investimento.

Além dos equipamentos descritos anteriormente, logicamente, são necessárias chaves automatizadas, para o controle das conexões, disjuntores automatizados, relés de proteção, sensores e medidores de grandezas elétricas, geradores, dentre outros equipamentos que irão compor o sistema como um todo.

As funcionalidades e melhorias nas microrredes acontecem à medida que o sistema ganha maior capacidade de gerenciamento. Quando aumentamos o número de equipamentos que fornecem dados, como medidores inteligentes instalados nas cargas, chaves automáticas, medidores de tensão e corrente nos barramentos e alimentadores, é possível fazer um controle mais otimizado, aumentando a eficiência e a qualidade da energia, reduzindo as perdas e os custos de operação.

2.3.1 Proteção nas microrredes

Um dos grandes desafios das microrredes é a configuração do sistema de proteção. A rede de distribuição de energia funciona de forma radial, com o fluxo em somente um sentido. Os sistemas de proteção, em geral, são basicamente analógicos, protegidos em grande parte por fusíveis, dimensionados de acordo com a bitola dos condutores da rede, com a carga e de maneira a respeitar a coordenação e seletividade no local. Quando introduzimos geradores de energia e/ou modificamos o arranjo da rede, fechando e/ou abrindo algumas conexões, o sistema de proteção será afetado, podendo perder totalmente sua capacidade de proteção ou vir a operar indevidamente (PRASAI et al., 2010), além de alterar as correntes, potências e impedâncias de curto circuito, o que também afeta diretamente o sistema de proteção (HOOSHYAR; IRAVANI, 2017; MENDONÇA, 2011; RODRIGUES; CONTI, 2015). Sendo assim, a inclusão de microrredes ao sistema de distribuição, pode levar a um aumento significativo dos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), provocando desligamentos, dificultando a localização de faltas na rede, aumentando o tempo de interrupções e gerando maiores custos de manutenção (LUIZ; BRAZ; PEREIRA JR, 2012).

Como a formação de microrredes passa pela instalação de componentes de medição e controle automatizado, parte dos problemas causados pelo fluxo inverso pode ser resolvida, devido ao processamento dessas informações, o sistema automatizado pode desarmar a rede em caso de faltas (PRASAI et al., 2010). Essa solução é conhecida como proteção adaptativa, onde os valores de *trip* dos relés são alterados conforme o estado atual da rede, levando em

consideração a geração atual e a forma de conexão utilizada no momento (CHE; KHODAYAR; SHAHIDEHPOUR, 2014; USTUN; OZANSOY; USTUN, 2013). Porém, poderia ser utilizada somente na rede do sistema da microrrede, para os sistemas que exportam energia para a concessionária, o fluxo inverso na distribuição passa a ser um problema, pois, em sua maioria, foi projetado para um único sentido de fluxo de energia (HOSSAIN et al., 2014). Esse problema não será abordado, ficando como sugestão para trabalhos futuros. Nesse trabalho o foco é na capacidade de formar uma microrrede sem levar em consideração a possibilidade de exportar energia, funcionando como autoprodutor, somente alimentar a própria demanda, o que não causaria problemas de fluxo de potência reverso ao sistema de distribuição da concessionária de energia.

2.4 FATURAMENTO DE DEMANDA

O controle de demanda é desenvolvido visando evitar custos com ultrapassagem de demanda. Segundo a resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 (ANEEL, 2010), para consumidores que são atendidos com tensão superior a 2,3 kV ou que tenham alimentação subterrânea, Grupo A, o faturamento de energia pode ser diferenciado. Nas tarifas azul ou verde, a demanda de energia deve ser contratada, informando à concessionária a quantidade de potência elétrica que deve estar disponível no ponto de conexão. A partir disso, a fatura de energia elétrica, é composta pelo consumo de energia, em R\$/kWh, que varia conforme as bandeiras tarifárias, a demanda de energia, em R\$/kW, que varia entre os períodos de ponta e fora de ponta, e custos associados a transmissão, distribuição, iluminação pública, impostos e outras possíveis cobranças como penalidades.

O consumidor que necessita contratar a demanda deve ter atenção, conhecer muito bem suas necessidades, para não sofrer com custos desnecessários que podem ser gerados por dois motivos, ultrapassagem de demanda contratada ou pela contratação superdimensionada.

Quando da ultrapassagem de demanda contratada, o consumidor pagará o dobro do valor pelo kW, que é multiplicado pelo valor correspondente ao montante da demanda de potência utilizada a mais que o de contrato, desde que essa seja superior ao contratado em 5% do seu valor, ou seja, há uma tolerância de ultrapassagem de 5% entre o valor contratado e o valor faturado. Neste caso, o custo total de demanda é a soma do valor da demanda lida vezes o preço do kW, mais a diferença entre a demanda lida e a contratada vezes o dobro do preço do kW.

O superdimensionamento de demanda também causa elevação nos custos, visto que será faturado o montante correspondente a demanda lida, se essa superar a contratada, ou a demanda contratada, se a leitura apresentar uma demanda inferior a solicitada pelo contratante.

Sendo assim, a contratação de energia se torna uma tarefa um pouco complicada, principalmente quando a carga sofre com efeitos sazonais, como em indústrias, plantações agrícolas, instituições de ensino ou outras cargas afetadas por situações de sazonalidade, que muitas vezes dependem da temperatura, chuvas, períodos do ano, etc. Dessa maneira, em muitos casos, o controle de demanda se torna uma alternativa economicamente viável, podendo ser realizado por um gerador despachável, controlado por sistema inteligente com capacidade de paralelismo com a distribuição de energia.

3. REGULAMENTAÇÕES E RECOMENDAÇÕES VIGENTES

3.1 NORMAS BRASILEIRAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA COM OPERAÇÃO ISOLADA E EM PARALELO COM O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

As principais resoluções normativas que regulamenta a conexão da GD, do tipo microgeração ou minigeração, central geradora de energia elétrica que utilize cogeração qualificada, na rede de distribuição, são as Resoluções Normativas nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), e a nº 687, de 24 de novembro de 2015 (ANEEL, 2015), esta última complementa e atualiza alguns aspectos da resolução nº 482. Nelas, constam as condições gerais para conexão, como por exemplo as potências, tipos de geração permitidas e como funciona o modo de compensação. Nas normativas também constam partes que remetem ao PRODIST, Procedimentos de Distribuição, onde ficam definidos limites de ordem técnica, com maior atenção aos Módulos 3 (ANEEL, 2017), 4 (ANEEL, 2010) e 8 (ANEEL, 2018c).

A partir da resolução normativa nº 482, ficam definidas a microgeração e a minigeração distribuída de energia elétrica como sendo as beneficiadas pelo sistema de compensação. Na resolução nº 687, são atualizados os valores da resolução nº 482 e define que a microgeração compreende as centrais geradoras com potência instalada igual ou inferior a 75 kW, enquanto a minigeração são as centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW para as fontes renováveis, exceto a geração hídrica que tem limite de 3 MW. A diferença entre ambas não é somente quanto a potência, para a microgeração, a concessionária de energia é responsável pelos custos dos equipamentos utilizados na medição de energia e pela sua instalação, para a minigeração, esses custos são de responsabilidade do consumidor. Ainda, na resolução, ficam definidos outros aspectos, como o funcionamento do sistema de compensação de energia e outros menos relevantes para os objetivos deste trabalho.

Para que um gerador de energia possa ser considerado como uma central geradora que se enquadre nas resoluções normativas nº 482 e nº 687, deve estar conectado ao sistema de distribuição através da instalação de uma unidade consumidora e também ser uma fonte de energia elétrica renovável, ou ainda, utilizar cogeração qualificada. As usinas que estão inseridas dentro da cogeração qualificada são as regulamentadas segundo a resolução normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006 (ANEEL, 2006). Nessa resolução, ficam acordados que as centrais termoelétricas cogedoras que atinjam certos parâmetros, que dependem de sua eficiência energética (maior que 75%), tipo de combustível utilizado e potência gerada, podem

ser denominadas como cogeneradoras qualificadas e assim desfrutar do sistema de compensação de energia elétrica de que tratam as resoluções normativas nº 482 e nº 687.

O sistema de compensação, basicamente, regulamenta a injeção de energia produzida pelo cliente no sistema de distribuição da concessionária. Para que tudo funcione adequadamente, é necessário que um medidor bidirecional seja instalado no ponto de acesso, sendo um medidor de dois quadrantes para microgeração, medindo somente o fluxo de potência ativa, e em medidor de quatro quadrantes para minigeração, contemplando medições de potência ativa e reativa e, com isso, obtendo outros dados como potência aparente, demanda e fator de potência.

Dessa forma, a energia produzida pela GD, excedente ao consumo, é injetada na rede, o medidor faz a contagem da quantidade de energia consumida e fornecida ao sistema. A partir desses dados, a concessionária de energia, desconta do consumo do cliente o montante correspondente ao seu fornecimento. Se o saldo dessa conta for positivo, ou seja, o consumo superar a energia injetada, a fatura será baseada neste saldo, caso contrário, a fatura será composta apenas pelas taxas básicas como a de disponibilidade da energia e a de iluminação pública, dependendo da situação, e o restante da energia é convertida na forma de crédito, que pode ser utilizado durante um período de até 60 meses.

Há ainda a resolução normativa nº 506, que remete a conexão de clientes, sejam eles consumidores, centrais geradoras, exportadores ou importadores de energia elétrica, ao sistema de distribuição. A resolução normativa nº 506, de 4 de setembro de 2012 (ANEEL, 2012b), normatiza as condições de acesso aos sistemas de distribuição das concessionárias de energia. Esta normativa, também remete ao PRODIST e seus critérios técnicos, deixando claro que devem ser seguidos para efetuar a conexão. Resolve também que, quando da consulta ou da solicitação de acesso ao sistema de distribuição, a distribuidora, deve verificar se há a necessidade de realizar estudos para que sejam analisados os impactos do acesso sobre o sistema de distribuição, ou ainda, de transmissão de energia.

Todas as normativas fazem referência ao PRODIST, sendo assim, os módulos mais citados e relevantes devem ser estudados, a fim de encontrar as limitações na utilização de sistemas de *backup* como máquinas geradoras para o controle de demanda e operação isolada como uma microrrede. De acordo com o que já foi mencionado anteriormente, os principais módulos do PRODIST que serão estudados para o trabalho são o 3, 4 e 8, que são os mencionados nas normativas da ANEEL quando para a conexão de geradores no sistema de distribuição.

3.1.1 Aspectos Regulatórios de Conexão de GD

Os critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto, requisitos para operação e manutenção da conexão, contratos necessários e procedimentos para acesso ao sistema de distribuição são encontrados no Módulo 3 do PRODIST, que já está em sua 7ª revisão, datada em 01 de junho de 2017, e vigente atualmente. São estabelecidos alguns critérios como o nível de tensão que a central geradora pode se conectar ao sistema de distribuição e os sistemas de proteção mínimos para cada caso. Na Tabela 1, estão os níveis de tensão para a conexão de acordo com a potência da central geradora.

Tabela 1- Nível de tensão para conexão de centrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão
10 a 75 kW	Baixa Tensão
76 a 150 kW	Baixa Tensão / Média Tensão
151 kW 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: Adaptado de ANEEL (2017).

Ainda de acordo com o Módulo 3, para as centrais geradoras que estiverem operando como mini ou microgeração distribuída, os dispositivos de proteção mínimos devem ser os apresentados na Tabela 2. O elemento de interrupção deve ser instalado como um dispositivo visível e acessível pela distribuidora, para que seja garantida a desconexão da central geradora em caso de manutenção do sistema de distribuição, o mesmo deve ser automático e acionado por comando e/ou proteção. Para os sistemas de proteção de centrais geradoras com potência abaixo de 500 kW, especifica-se que não precisam ser utilizados necessariamente relés de proteção específicos, mas sim sistemas eletromecânicos que detectam as falhas e causam o acionamento do elemento de desconexão.

Tabela 2- Proteções mínimas a serem utilizadas em centrais geradoras.

Equipamentos	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 a 500 kW	> 500 kW
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	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017).

Para a mini ou microgeração que ultrapassar 10 MW de potência instalada, o sistema de proteção deve contar com relés específicos para a função, que tenham as proteções de subtensão/sobretensão e subfrequência/sobrefrequência com operação instantânea e temporizada. Além disso, para as centrais geradoras conectadas em paralelo com o sistema de distribuição, com potência instalada acima de 300 kW, são indispensáveis os controles de tensão e frequência. Já nos sistemas que operam ilhados, todos devem possuir esses controles.

Caso a central geradora não se enquadre nos conceitos de mini ou microgeração, o sistema de proteção deve ser composto por, pelo menos, um disjuntor supervisionado por relé, com funções de sincronismo, sobretensão/subtensão, sobrecorrente de fase e de neutro e sobrefrequência/subfrequência, com proteção de retaguarda que atue em casos de falta fase/fase e fase/terra, atuando diretamente na abertura do disjuntor, desfazendo o paralelismo.

Outro requisito do Módulo 3 do PRODIST é de que haja um transformador de acoplamento entre o sistema do acessante e a concessionária de energia. Esse transformador não deve ser protegido por meio de fusíveis. Ainda, todo o projeto, incluindo os parâmetros dos relés de proteção, deve receber aprovação da concessionária antes da ligação.

Dessa forma, tem-se alguns requisitos para formar uma microrrede, onde são previstos estudos de ordem técnica para os locais que possuem sistema de geração com potência instalada acima dos 300 kW. Para esses sistemas, são necessários estudos que avaliem a qualidade da energia operando isolado para uma microrrede e a capacidade de atendimento desse local.

3.1.2 Controle Operacional

A distribuidora de energia tem o direito de realizar testes de desempenho na instalação, estes são regulamentados segundo o Módulo 4 do PRODIST. Dentre estes testes, pode-se citar, todas as funções de relés de proteção da central geradora, avaliação do desempenho dinâmico do sistema de controle de frequência e tensão, do disjuntor de conexão, inclusive sobre eliminação de faltas, levantamento de limites do gerador, dentre outros.

Outro ponto alto do módulo 4 para o trabalho é quanto a operação ilhada. Essa modalidade deve ser prevista no Acordo Operativo. A central geradora responsável pela operação da microrrede deve ser dotada de sistema de Controle Automático de Geração (CAG), ou outra forma de controle que possua ao menos as mesmas funções e seja capaz de manter um bom desempenho.

Sendo assim, de acordo com o apresentado, fica evidente que a legislação permite que, em determinadas condições, seja possível formar paralelismos entre geradores de *backup* e o sistema de distribuição, ou ainda, microrredes no sistema elétrico, o que torna aplicável a metodologia do trabalho.

3.1.3 Qualidade do Produto e do Serviço

Os limites referentes ao sistema quanto a qualidade da energia e limites de operação, como os níveis de tensão, distorções harmônicas, fator de potência e frequência elétrica são encontrados no Módulo 8 do PRODIST. Tratando da qualidade da energia que deve ser entregue ao consumidor conectado em qualquer nível de tensão, central de geração, distribuidora ou até mesmo em sistemas isolados como em microrredes.

Segundo o Módulo 8, Anexo 1, os limites de tensão para sistemas com tensão inferior a 1 kV e para outros com tensão igual ou maior a 1 kV e inferior a 69 kV, podem ser visualizados nas Tabela 3 e Tabela 4 respectivamente.

Tabela 3 - Faixas aplicadas às tensões nominais para sistemas que operam com tensão nominal inferior a 1 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92.TN \leq TL \leq 1,05.TN$
Precária	$0,87.TN \leq TL < 0,92.TN$ $1,05.TN < TL \leq 1,06.TN$
Crítica	$TL < 0,87.TN$ ou $TL > 1,06.TN$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018c).

Tabela 4 - Faixas aplicadas às tensões nominais para sistemas que operam com tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,93.TN \leq TL \leq 1,05.TN$
Precária	$0,9.TN \leq TL < 0,93.TN$
Crítica	$TL < 0,9.TN$ ou $TL > 1,05.TN$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018c).

Porém, segundo a norma ANSI C37.102-1996 (*American National Standards Institute*, ou ainda, Instituto Nacional de Padrões Americanos), que cita que as normas ANSI C50.13-1977 e ANSI/IEEE Std 67-1972, prescrevem que um gerador que opera dentro de suas condições normais de potência, fator de potência e frequência, deve fornecer tensão dentro dos limites de 0,95 e 1,05 pu. Quando operando fora dessa faixa, o gerador pode sofrer problemas térmicos (MARDEGAN, 2010). Sendo assim, a excitação da máquina é um dos desvios que deve ser monitorado com atenção e, apesar dos limites apresentados nas Tabela 3 e Tabela 4, as barras onde estão alocados os geradores de energia devem operar com os limites de tensão de 0,95 a 1,05 pu em regime permanente, visto que serão adotados os critérios mais exigentes encontrados.

No capítulo 7 da seção 8.1 do Módulo 8, são encontrados os limites de operação, tanto do sistema de distribuição quanto dos geradores a ele conectados, de acordo com sua frequência. Como pode ser visto nas Tabela 5 e Tabela 6, há uma variação nos limites. Na Tabela 5, estão os limites de operação para o sistema de maneira a não haver corte de carga e/ou geração. Já na Tabela 6, estão os limites de frequência para os casos em que há corte de carga e/ou geração,

de modo a garantir a recuperação do equilíbrio entre carga e geração sem que haja danos maiores. Ambas as tabelas apresentam tempos limite para operação nas condições das expressões.

Tabela 5- Limites de variação de frequência para operação sem corte de geração e/ou carga.

Frequência (Hz)	Tempo limite
$59,9 \leq f \leq 60,1$	Permanente
$59,5 \leq f \leq 60,5$	30 segundos

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018c).

Tabela 6- Limites de variação de frequência para operação quando com corte de geração e/ou carga.

Frequência (Hz)	Tempo limite
$f > 66$	Nunca
$f > 62$	30 segundos
$f > 63,5$	10 segundos
$f < 56,5$	Nunca
$f < 58,5$	10 segundos
$f < 57,5$	5 segundos

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018c).

O fator de potência também é um ponto que merece atenção. Costuma ser um grande causador de multas nas faturas de energia, geralmente com valores consideráveis. Deve estar compreendido entre 1 e 0,92 indutivo ou capacitivo. O controle é rigoroso quando o acessante é alimentado em média ou alta tensão, sendo exigido medição permanente para clientes do Grupo A, e facultativo para clientes do Grupo B (baixa tensão).

No que diz respeito a distorções harmônicas, são os fenômenos gerados por deformações na forma de onda de tensão e/ou corrente em relação a forma de onda senoidal fundamental de 60 Hz. Com o avanço e a maior utilização de algumas das novas tecnologias, como lâmpadas led, fontes chaveadas, e outros eletrônicos, comumente associados ao aumento de fenômenos harmônicos, essa preocupação começa a ganhar espaço (PARHIZI et al., 2015). Sendo assim, há limites para essas distorções. Os limites são apresentados na Tabela 7, onde estão os valores de acordo com o nível de tensão em porcentagem da tensão fundamental.

Para a Tabela 7, cada parâmetro de análise representa o valor do indicador referente a distorção harmônica total de tensão que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas, segundo o método de cálculo proposto na norma. Na Tabela 7, $DTT_{95\%}$ é a distorção harmônica total de tensão, $DTT_p_{95\%}$ representa a harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3, $DTT_I_{95\%}$ é a distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 e $DTT_3_{95\%}$ representa a distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3.

Tabela 7- Limites de distorção harmônica de tensão.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
$DTT_{95\%}$	10%	8%	5%
$DTT_p_{95\%}$	2,5%	2%	1%
$DTT_I_{95\%}$	7,5%	6%	4%
$DTT_3_{95\%}$	6,5%	5%	3%

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018c).

Outro fenômeno que deve ser observado é o desequilíbrio de tensão. Pode ser referente as amplitudes de tensão de cada fase ou os ângulos de defasagem entre as tensões, os limites podem ser observados a partir da Tabela 8, onde $FD_{95\%}$ representa o valor do indicador de fator de desequilíbrio de tensão, que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas.

Tabela 8 - Limites para os desequilíbrios de tensão.

Indicador	Tensão nominal	
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
$FD_{95\%}$	3%	2%

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018c).

Os limites para a flutuação de tensão, caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea, sendo causa da cintilação luminosa para o consumidor. A Tabela 9 mostra os valores limites para o fenômeno de acordo com cada nível de tensão, onde $Pst_{95\%}$ é o valor do indicador de severidade de flutuação de tensão de curta duração que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas.

Tabela 9 - Limites para a flutuação de tensão de acordo com cada faixa de tensão.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
<i>Pst95%</i>	1 pu	1,5 pu	2 pu

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018c).

Vale ressaltar que para instalar uma GD, não basta observar somente as resoluções e procedimentos da ANEEL, as próprias concessionárias de energia possuem suas normas técnicas. Essas normas, são elaboradas de acordo com as resoluções e procedimentos de distribuição. Sendo assim, as normas técnicas das distribuidoras de energia, contemplam todos os aspectos legais e ainda fazem outras exigências para que os sistemas possam ser conectados em paralelo, ou mesmo operado isolado, em sua área de concessão.

Dessa forma, cada concessionária de energia pode solicitar diferentes tipos de proteção, adicionais as normas, fazendo com que não seja aplicada apenas uma solução para qualquer acesso. Sempre haverá a necessidade de observar as normas da concessionária onde o sistema está ou vai ser conectado. Tudo isso fica bastante evidente quando observa-se a Tabela 16 do item 3.3, onde são apresentadas as proteções que algumas concessionárias de energia exigem para o paralelismo de geradores em sua rede de distribuição.

3.2 PADRÕES INTERNACIONAIS

Deve-se considerar algumas recomendações internacionais para a conexão de GD em paralelo a rede. Segundo a IEEE 1547 (2003), deve haver atenção com os parâmetros de conexão e com a qualidade de energia, que deve ser aferida no ponto de conexão entre a concessionária de energia e a carga. O texto visa apresentar um padrão mínimo a ser atendido para a GD efetuar o paralelismo, abrangendo somente as de potência instalada igual ou inferior a 10 MVA, em 60 Hz, sejam elas renováveis ou não, podendo estar conectadas tanto na rede primária quanto na secundária, com preferência para redes radiais.

A regulação no ponto de conexão, entre a rede e a GD, não deve ser realizada de maneira ativa pela GD. No momento do paralelismo, não deverá ocorrer flutuação de tensão maior que 5% do nível de tensão do local. A proteção de tensão deve desarmar a GD nos casos apresentados na Tabela 10, onde pode-se observar os valores de tensão em por cento, e de tempo máximo em segundos permitidos para as condições apresentadas.

Tabela 10 - Níveis de tensão e tempo de operação segundo a IEEE 1547.

Tensão no ponto de conexão (%)	Tempo de operação permitido (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Fonte: Adaptado de IEEE (2003).

Além da tensão, a frequência também é discutida, onde apresenta-se na Tabela 11 os limites para a mesma e seus tempos máximos de operação, sem que a proteção deva atuar.

Tabela 11 - Frequências e tempos de operação máximos segundo a IEEE 1547.

Potência do sistema	Frequência (Hz)	Tempo de operação (s)
$\leq 30kW$	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
$> 30kW$	$> 60,5$	0,16
	$< \{59,8 - 57,0\}$ (Ajustável)	Entre 0,16 e 0,3 (Ajustável)
	$< 57,0$	0,16

Fonte: Adaptado de IEEE (2003).

Além disso, tem-se preocupações quanto ao conteúdo harmônico, limitando a distorção de acordo com as ordens de harmônicas, o que é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Distorções harmônicas máximas em porcentagem da corrente fundamental.

Ordem	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Thd_i
(%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

Fonte: Adaptado de IEEE (2003).

A IEEE 1547 também apresenta recomendações de testes a serem realizados em campo, antes da conexão da GD a rede. São apresentadas na Tabela 13 os testes requeridos e os sugeridos, a serem realizados antes da liberação da instalação.

Tabela 13 - Testes de campo requeridos e sugeridos pela IEEE 1547.

Testes requeridos	Designação de cada teste
1	Resposta a variação de tensão e frequência
2	Sincronização
3	Integridade de interconexão
Testes sugeridos	
4	Ilhamento não intencional
5	Limite de injeção de corrente contínua
6	Harmônicos

Fonte: Adaptado de IEEE (2003).

O teste 1, conforme a Tabela 13, serve para se certificar que o sistema de proteção da GD, quando em paralelo com a rede e operando fora dos parâmetros estipulados para tensão e frequência, irá se desconectar da rede.

Já o teste 2, é para se certificar de que a conexão seja realizada, única e exclusivamente, quando os parâmetros apresentados na Tabela 14 sejam satisfeitos.

Tabela 14 - Parâmetros a serem atendidos no momento do fechamento da chave de conexão de paralelismo da GD com a rede, segundo a IEEE 1547.

Potência do sistema (kVA)	Δ_f (Hz)	Δ_V (%)	Δ_θ (°)
0 – 500	0,3	10	20
> 500 – 1500	0,2	5	15
> 1500 – 10000	0,1	3	10

Fonte: Adaptado de IEEE (2003).

O teste de integridade, teste 3, é realizado para verificar se o sistema da GD tem influência significativa no sistema de distribuição do local, comprometendo o seu desempenho técnico. No teste 4, o sistema deve garantir que não irá operar em paralelo com a rede quando a mesma não estiver com tensão, ou seja, o sistema da GD não deve permanecer conectado à rede em paralelismo quando a rede não estiver em operação, sendo que o tempo para a desconexão não deve ser superior a dois segundos. Essa é uma medida protetiva que visa a segurança das equipes de manutenção e a integridade dos equipamentos ligados ou pertencentes a rede de distribuição.

O teste número 5, é desenvolvido para verificar, quando houver, se os inversores de frequência estão injetando corrente contínua maior do que 5% da corrente nominal do ponto de conexão entre rede e GD, onde este é o nível máximo estipulado pela IEEE 1547.

E por fim, o teste 6, este é realizado visando a qualidade da energia entregue, de acordo com os limites de conteúdos harmônicos apresentados, o sistema é submetido a um conjunto de condições de operação. Para o teste, o sistema deve estar operando em paralelo com uma fonte de tensão predominantemente indutiva, essa fonte deve possuir a capacidade de fornecimento de corrente superior a 1/20 da capacidade da GD. A GD é submetida a três níveis de carregamento, com corrente de fornecimento variando entre 33%, 66% e 100% da nominal, em todos os casos alimentando uma carga linear balanceada. Ainda, para o teste 6, a distorção harmônica total de corrente, deve obedecer aos valores máximos apresentados na Tabela 12. Para os geradores síncronos em especial, o texto sugere que o gerador alimente uma carga resistiva a 100% de sua capacidade em kVA, sem que sejam excedidos os limites da Tabela 12, com os mesmos valores, porém considerados como distorção máxima para a tensão gerada pela máquina.

Há uma ressalva quanto a IEEE 1547, assim como o PRODIST Módulo 3 e as normas técnicas apresentadas pelas distribuidoras de energia, também se recomenda a instalação de uma chave, de fácil acesso pela equipe de manutenção de rede, que promova a capacidade de desconexão da instalação que possua GD com capacidade de operação em paralelo com a rede. Essa chave deve ser de tal forma que seja possível, visivelmente, verificar seu estado atual, fechada ou aberta.

Diante disso, a possibilidade do paralelismo de GMG's com o sistema de distribuição visando o controle de demanda da instalação, sem perder outras funções como a utilização como fonte de *backup* ou como contribuição de energia estável para uma microrrede, é viável e já prevista, segundo as normas, legislações e recomendações vigentes.

3.3 PROTEÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Uma das principais características do sistema é de que não deve manter o paralelismo caso ocorra alguma falha na distribuição ou em suas próprias instalações, abrindo o circuito, de maneira a não o manter energizado em hipótese alguma, para que não ocorram problemas em equipamentos, ou ainda, risco de vida para as equipes de manutenção da rede. Para que os riscos sejam reduzidos para as equipes de manutenção do sistema de distribuição, é necessária a

instalação de uma chave que possibilite a desconexão da instalação que possui sistema de geração de energia, operada pela equipe de manutenção, para garantir que a rede se mantenha desenergizada durante a intervenção.

Para os sistemas de geração com potência inferior a 500 kW, o sistema de proteção não precisa ser monitorado por relé específico para essa função, podendo ser utilizados outros equipamentos eletromecânicos que consigam contemplar as mesmas funções.

Visto isso, principalmente nos sistemas de geração de energia fotovoltaica, é bastante comum encontrar inversores de frequência que absorveram a função da proteção, o que torna tudo mais simples e, possivelmente, de menor custo. Essa mesma característica também é observada com frequência em boa parte dos sistemas de *backup* que utilizam GMG's, dificilmente são assistidos por relés de proteção, pois operam isolado da distribuição.

Na operação isolada, com grupos GMG's, dois modos de funcionamento são comumente utilizados. O primeiro, consiste basicamente em desenergizar totalmente a carga e então realimentar a partir do gerador. Neste modo, o sistema de proteção consiste somente em um intertravamento que deve impedir o paralelismo entre rede e gerador, e também se torna necessário um controlador de tensão e um controlador de frequência, que tem a tarefa de manter o funcionamento do conjunto dentro dos parâmetros estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

O segundo modo de funcionamento consiste em transferir a carga alimentada pelo sistema de distribuição para o gerador, ou grupo gerador, de maneira a não ser desenergizada, fazendo isso em etapas, formando uma rampa de carregamento, onde o gerador assume a carga da instalação aos poucos, até o momento em que toda a carga é alimentada pelo mesmo, nesse momento o dispositivo que mantém o paralelismo é aberto e o sistema passa a operar isolado. Neste modo, como há paralelismo entre gerador e rede, mesmo que momentâneo, o sistema de controle é consideravelmente mais complexo quando comparado com o anterior, e deve dispor de dispositivos com capacidade de realizar o paralelismo com segurança e outros dispositivos para garantir a proteção do sistema, se assemelhando com a operação em paralelo permanente.

Para a operação em paralelo permanente com a rede, os critérios são mais rigorosos do que para operação isolada de grupos GMG's. O sistema de proteção deve ter algumas características mais específicas. As normas e recomendações da ANEEL, formam uma base para que as concessionárias de energia desenvolvam suas próprias normas. Sendo assim, cada distribuidora de energia, pode formar um conjunto de exigências para o acessante fazer o paralelismo entre a rede de distribuição e seu sistema de geração. Na Tabela 16, se pode perceber que dependendo da distribuidora de energia o sistema de proteção pode variar consideravelmente, o que vai influenciar diretamente nos custos de implantação,

principalmente em um sistema que utiliza geradores para *backup* operando juntamente com controle de demanda, que necessita tanto da operação com paralelismo quanto isolada.

Na Tabela 15, estão as descrições de alguns dos relés, segundo a C37-2 IEEE/ANSI (KINDERMANN, 2008), de acordo com sua numeração, que podem ser necessários para o paralelismo permanente, de acordo com algumas das distribuidoras de energia estudadas.

Na Tabela 16, fica evidente que as distribuidoras de energia podem solicitar diferentes funções para os relés de proteção. Segundo os dados da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), referente aos dados de 2016 computados em 2017, essas distribuidoras juntas somam mais de 50% dos consumidores e do consumo brasileiro, além de operarem em 12 estados. Algumas funções são exigidas comumente pela ANEEL, como a de sincronismo (25), subtensão (27), sobretensão (59) e sub/sobre frequência (81), lembrando que, segundo o Módulo 3 do PRODIST, essas funções não precisam ser necessariamente realizadas por um relé digital específico para isso, podem ser utilizados alguns dispositivos eletromecânicos, para geradores com potência inferior a 500 kW, e de que as funções mínimas também podem variar de acordo com a potência do sistema de geração.

Mesmo que algumas distribuidoras não especifiquem a necessidade da função de controle de sub/sobre frequência, essa já está sendo realizada por outro equipamento. As distribuidoras AES e Energisa, solicitam aos acessantes um sistema chamado de SOP, Sistema de Operação em Paralelo, responsável pelo comando e controle do paralelismo que é o responsável pelo controle de frequência.

São muitas e variadas as exigências feitas pelas concessionárias de energia para que possamos operar com geração de energia em paralelo ao sistema de distribuição. Sendo assim, fica difícil desenvolver apenas um único projeto aplicado a toda e qualquer unidade geradora que venha a realizar paralelismo com o sistema de distribuição, visto que há um custo associado a cada função adicionada ao sistema de proteção.

No entanto, haverá a obrigatoriedade de dispor de pelo menos um sistema digital com algumas funções de comando e proteção, chave que possibilite o desligamento intencional do sistema de geração por equipe de manutenção do sistema de distribuição, disjuntor com comandos ou algum outro sistema eletromecânico de acionamento e abertura realizados através de dispositivo elétrico operado por sistema de sincronismo assistido por relé digital. Também há a necessidade de algum meio de isolamento elétrico entre a rede e a instalação, para isso é recomendado que haja um transformador entre ambos os sistemas, que pode ser um transformador único e exclusivamente de acoplamento ou um transformador de potência, o mesmo responsável pelo fornecimento de energia por parte da concessionária para o cliente.

Tabela 15 - Numeração e descrição (ANSI) de funções de relés, solicitados para sistemas de paralelismo por algumas distribuidoras de energia.

Relé	Descrição
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
27	Relé de subtensão
27N	Relé de subtensão de neutro
32	Relé direcional de potência
32 O/U	Relé direcional de potência de sub e sobrepotência
46	Relé de proteção de seqüência negativa
47	Relé de seqüência de fase de tensão
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
50N	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro
50NS	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro sensível
50BF	Relé de proteção de falha de disjuntor
51	Relé de sobrecorrente temporizado
51N	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
51NS	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro sensível
51GS	Relé de sobrecorrente temporizado de sensor de terra (GS)
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
59	Relé de sobretensão
59N	Relé de tensão de terra
60	Relé de balanço de tensão / queima de fusíveis
62	Relé de interrupção ou abertura temporizada
67	Relé direcional de sobrecorrente
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento AC
81	Relé de sub / sobrefrequência
81 df/dt	Relé de derivada de frequência (ROCOFF)

Fonte: Adaptado de KINDERMANN (2008).

Tabela 16 - Funções de proteção necessárias para o paralelismo permanente de acordo com algumas distribuidoras de energia.

Relé	AES	Enel	Copel	Elektro	Energisa	Cemig D	Grupo CPFL
25	X	X	X	X	X	X	X
27	X	X	X	X	X	X	X
27N		X					
32	X		X	X	X	X	X
32O/U		X					
46		X	X			X	
47	X	X		X	X	X	
50	X	X		X	X		X
50N	X	X		X	X		X
50NS		X					
50BF		X	X				
51	X	X		X	X		X
51N	X	X		X	X		X
51NS		X					
51GS				X			
51V		X				X	
59	X	X	X	X	X	X	X
59N	X	X	X	X	X	X	X
60		X					
62	X	X			X		
67	X	X	X	X	X	X	X
67N		X	X			X	
78	X				X		
79							
81		X	X	X		X	X
81df/dt			X				
SCADA	X	X	X	X	X		

Fonte: Autor.

4. METODOLOGIA

A metodologia busca reduzir o custo da fatura de energia elétrica, através de um controle ativo de demanda, de maneira a assegurar que não ocorram ultrapassagens, o que causa custos elevados, utilizando para isso um conjunto de geradores já instalados e acionados esporadicamente, apenas como *backup*. Em um segundo momento, a busca fica em torno da operação ilhada do sistema, de modo a formar algumas microrredes, estudando os impactos, dificuldades e capacidades para esse sistema.

Na Figura 6, estão brevemente descritas as etapas a serem realizadas, as características de cada segmento da metodologia estão apresentadas na Figura 7, onde cada cor representa uma das etapas anteriormente apresentadas. Para atingir os objetivos, o primeiro passo é fazer uma análise das faturas, levantando o perfil de demanda, observando se há alguma sazonalidade, buscando a demanda média e se há picos pontuais de demanda e de quanta potência esses diferem da média anual, essa etapa está apresentada nos fluxogramas das Figura 6 e Figura 7 na cor azul escuro. Quanto maiores os picos, maior a capacidade de redução nos custos com energia, pois a principal redução na fatura parte desse controle, deixando de pagar demanda de ultrapassagem, demanda complementar, e podendo inclusive reduzir a demanda contratada.

Após a análise das faturas de energia, são observadas as características técnicas do sistema. Nesse aspecto, primeiramente, é realizado um levantamento da capacidade instalada de geração, levando em consideração todos os geradores disponíveis na instalação e que possam entrar em operação. Preferencialmente, nesse estudo, são utilizados geradores de energia de *backup*, pois já estão devidamente instalados, conectados a carga e a distribuição e, na maioria dos casos, são pouco utilizados, muitas vezes entrando em funcionamento apenas por manutenção. Outras fontes geradoras como painéis fotovoltaicos e geradores eólicos, desde que não disponham de grupo de baterias, são considerados como redução de carga devido a característica de fornecimento intermitente de energia, não sendo despacháveis e não sendo levados em consideração na capacidade de geração instalada. Essa etapa está apresentada nos fluxogramas das Figura 6 e Figura 7 na cor verde.

Juntamente com os dados dos geradores, pode-se realizar o levantamento quanto a rede de distribuição interna da instalação, buscando as características técnicas, localização das chaves e postes, condutores utilizados e seus respectivos comprimentos, disjuntores, transformadores e cargas conectadas, se há conexões entre alimentadores, bancos de capacitores

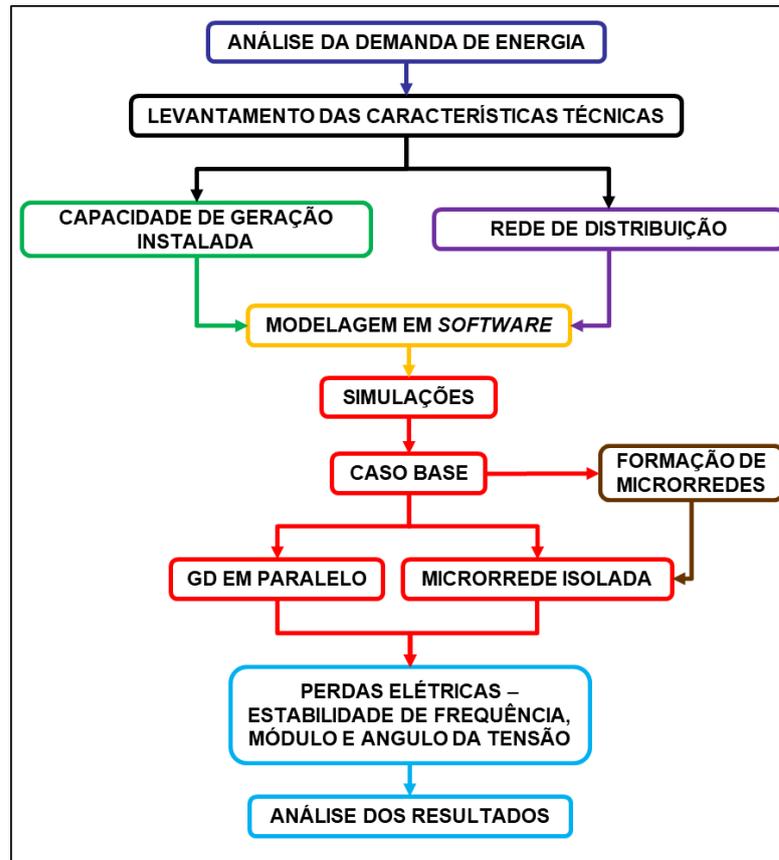
e demais equipamentos que possam existir na rede e que tenham relevância para o estudo. Esta etapa está apresentada na cor roxo, nos fluxogramas das Figura 6 e Figura 7.

Dispondo de todos os dados da rede e dos geradores, pode-se modelar o sistema em programas apropriados. Modelando a rede com todos os seus parâmetros, impedâncias, cargas e limites de carregamento, e os geradores, com as potências, impedâncias, inércia e constantes de tempo. Essa modelagem é muito importante e merece uma boa atenção, é onde todos os dados se unem, formando a base para a próxima etapa. Esta etapa está apresentada nos fluxogramas na cor amarelo.

Após o levantamento de dados, seu devido tratamento e modelagem, pode-se iniciar os trabalhos de simulações do sistema, obtendo estudos quanto a rede e aos geradores em diversas configurações de conexão e estado da rede, em programas que consigam fornecer uma análise de performance do sistema, obtendo os valores correspondentes as perdas elétricas, níveis de tensão, dados quanto a estabilidade elétrica frente a alguns distúrbios como a entrada ou saída de grandes blocos de carga e paralelismo de geradores com a rede, sempre observando os parâmetros em análise como o módulo e ângulo das tensões nas barras e a frequência dos geradores, enfim, o desempenho do sistema como um todo, frente a conexão em paralelo de GD. Nos fluxogramas, essa etapa é apresentada na cor vermelha e foi dividida em 5 casos, onde o primeiro é a referência (Caso 1), sistema operando sem alterações e em condições de demanda máxima lida. No Caso 2, é quando o sistema opera com todos os geradores disponíveis em paralelo, ambos os casos são simulados em regime permanente, observando os níveis de tensão e as perdas elétricas.

Para as demais simulações, são necessárias as formações das microrredes. Para isso, a metodologia desenvolvida é a de fracionar o sistema em regiões, de tal maneira que seja possível que todas, ou algumas, tenham a capacidade de operar isoladamente. Isso varia de acordo com a concentração de carga e de geradores, podendo ficar algumas regiões sem suprimento de energia. Após a delimitação das regiões, no Caso 3, as simulações passam a ser em regime dinâmico, onde se observa as frequências, módulo e ângulo das tensões em geradores e cargas, fazendo ajustes de carregamento em cada microrrede isolada, reduzindo o carregamento ou redespachando geradores, no sentido de manter a frequência constante e dentro dos limites estabelecidos pelas recomendações técnicas do IEEE.

Figura 6 - Sequência de etapas da metodologia proposta.



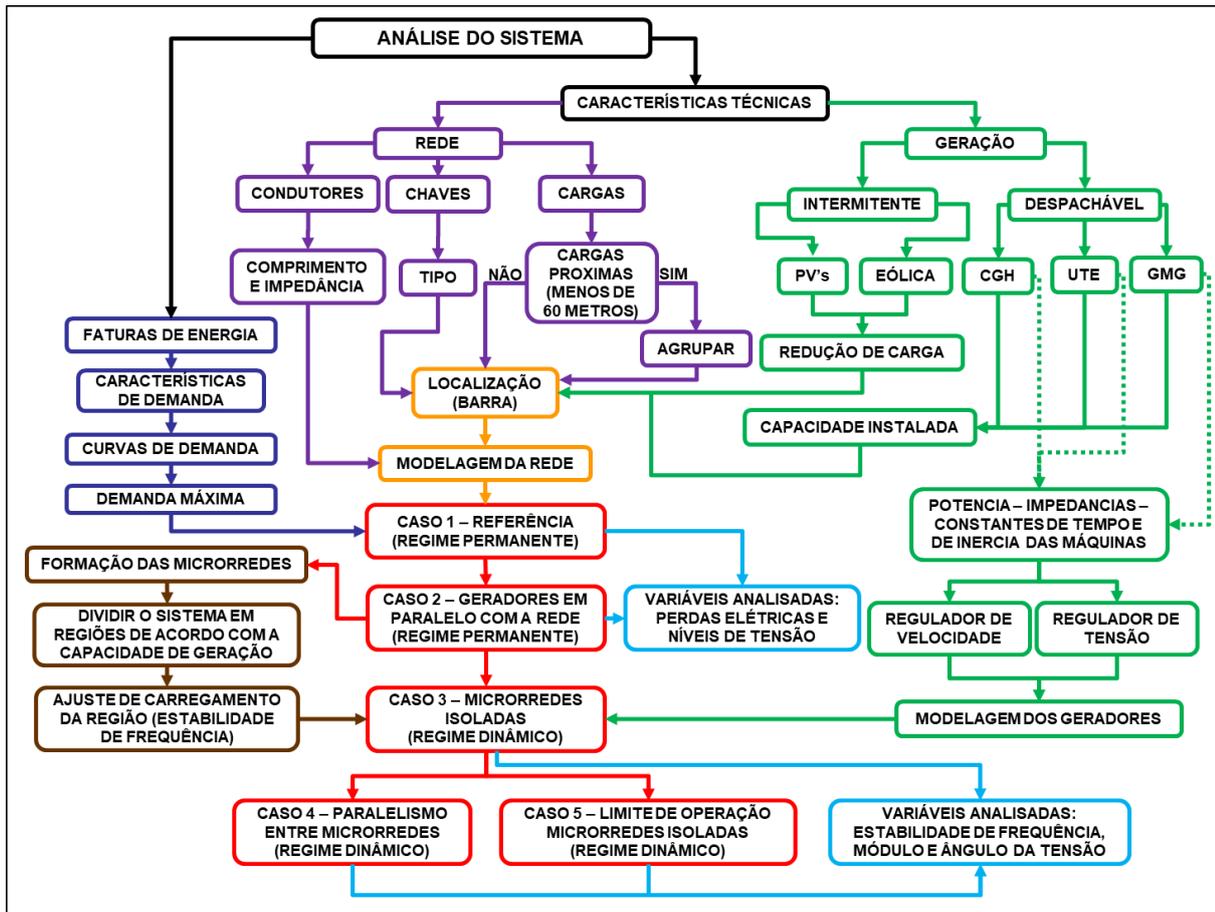
Fonte: Autor.

Já para o Caso 4, as simulações são concentradas em realizar paralelismo em regiões isoladas, observando em regime dinâmico, as frequências, módulo e ângulo das tensões nas cargas e geradores. Assim como no Caso 3, no Caso 5 as microrredes são isoladas e seu carregamento é ampliado até que o sistema atinja seu limite de carregamento e a solução se torne divergente, o objetivo deste caso é identificar o limite de operação de cada região.

As variáveis monitoradas em cada caso, sejam elas obtidas em regime permanente ou dinâmico, são apresentadas no fluxograma da Figura 7 na cor azul claro, assim também como na sequência de etapas apresentada na Figura 6.

Diante disso, são muitas as variáveis a serem levadas em consideração, não sendo possível elaborar uma solução universal, de forma que sempre haverá a necessidade de um estudo para cada caso. Porém, o modelo de estudo apresentado pode ser aplicado a qualquer instalação. No decorrer deste capítulo algumas etapas são descritas com maior riqueza de detalhes.

Figura 7 - Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: Autor.

4.1 DEMANDA DE ENERGIA

Das faturas devem ser extraídas as informações referentes a demanda contratada e a demanda lida, dependendo do regime contratado, essa demanda pode ser separada em duas, demanda em horário de ponta e fora ponta ou somente demanda contratada. Esse é o parâmetro que norteia o estudo e forma o objetivo geral da metodologia. Dessa maneira, os valores de demanda devem ser obtidos de modo a traçar um perfil, mostrando as características de demanda da instalação.

Em casos onde essa característica demonstre um perfil de sazonalidade, a metodologia deve ser aplicada visando linearizar a demanda da instalação, isso deve ocorrer através do paralelismo dos geradores na rede, fornecendo potência e energia elétrica durante momentos críticos de pico de demanda.

Segundo a legislação vigente (ANEEL, 2010), há uma tolerância de ultrapassagem no contrato de demanda que não gera ônus para contratações, que fica em 5% do contratado, o que acaba deixando uma margem muito pequena para erros. Se a demanda for ultrapassada, será gerado um ônus ao consumidor, que além de pagar a demanda total medida, passa a pagar também o dobro da tarifa de demanda na parcela que excedeu aos limites contratados, seguindo as equações (1), (2) e (3).

$$CD_{fp} = (D_{fp} * TD_{fp}) + ((D_{fp} - D_{fpc}) * 2 * TD_{fp}) \quad (1)$$

$$CD_p = (D_p * TD_p) + ((D_p - D_{pc}) * 2 * TD_p) \quad (2)$$

$$CD_{total} = CD_{fp} + CD_p \quad (3)$$

Onde:

D_{fp} – Demanda medida no horário fora de ponta, em kW;

D_p – Demanda medida no horário de ponta, em kW;

D_{fpc} – Demanda para o horário fora de ponta contratada, em kW;

D_{pc} – Demanda para o horário de ponta contratada, em kW;

TD_{fp} – Tarifa de demanda no horário fora de ponta, em R\$/kW;

TD_p – Tarifa de demanda no horário de ponta, em R\$/kW;

CD_{fp} – Custo com a demanda fora de ponta, em R\$;

CD_p – Custo com a demanda de ponta, em R\$;

CD_{total} – Custo total com demanda, em R\$.

Dessa forma, de acordo com as equações, fica evidente que os custos por ultrapassagem de demanda contratada são relevantes. Para não ocorrer ultrapassagens, simplesmente bastaria contratar como demanda o máximo atingido, porém a cobrança de demanda é sempre maior ou igual a demanda contratada, o que faria com que nos meses de baixa demanda o valor contratado fosse cobrado, acarretando também em gastos desnecessários e consideravelmente elevados nas faturas.

4.2 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

A rede de distribuição deve ser modelada de acordo com os dados disponíveis. Dessa maneira, são importantes os dados quanto aos comprimentos e características dos condutores,

posição e características das chaves instaladas, quanto a capacidade de manobra, e a localização e características das cargas da rede, evitando estimar os dados, afim de obter resultados mais realistas. Para facilitar o trabalho, pode-se dispor os dados em planilhas a fim de facilitar o seu tratamento. Desta forma, para modelagem da rede adotou-se duas premissas básicas:

- Cada gerador deve ter uma barra individual;
- Cada transformador, ou grupo de transformadores instalados geograficamente muito próximos, devem ser alocados em uma única barra.

A primeira premissa foi adotada por desvincular a geração da barra de carga, o que acaba facilitando o trabalho de manipulação dos geradores nos programas e auxilia na visualização dos parâmetros. A segunda foi adotada para reduzir a quantidade de barras e agrupar os transformadores que estão alocados geograficamente muito próximos, pois não sofrem alterações significativas de níveis de tensão devido as baixas impedâncias dos condutores para distâncias bastante pequenas. Os transformadores foram agrupados segundo um critério criado pelo autor, aqueles que estivessem a menos de 60 metros um do outro foram alocados em uma única barra.

4.3 MODELAGEM DOS GERADORES

Para modelar os geradores, são necessários alguns parâmetros, as indutâncias e constantes de tempo síncronas, transitórias e subtransitórias, resistência do enrolamento de armadura, constante de inércia, potência e frequência da máquina. Esses dados não são encontrados nas placas das máquinas síncronas. Sendo assim, é necessário encontrar o modelo do gerador, procurar os manuais ou folha de dados no site dos fabricantes, e então ir completando os dados mínimos para realizar a modelagem das máquinas.

Nem todos os fabricantes dispõem de um sistema que forneça essas folhas de dados e, dessa forma, em alguns dos geradores não é possível encontrar os dados necessários para a modelagem completa. Como solução, pode-se coletar os dados disponíveis nas placas do gerador e então procurar em outro fabricante o modelo de gerador que corresponderia a uma aproximação do modelo original, de maneira a ser a mais compatível possível.

Para ajustar os reguladores de velocidade e tensão, a metodologia adotada foi a busca heurística binária, onde os valores que balizam a busca devem ser inseridos ordenadamente em um vetor, para ambos os reguladores, com os ganhos variando linearmente entre 0 e 1000, os

quais devem fazer com que a máquina obtenha desempenhos extremos. Cada uma das máquinas deve ter os ajustes sintonizados individualmente, pois variam de acordo com a sua posição na rede e características técnicas.

Para o regulador de tensão, devem ser observadas as curvas de tensão nos terminais e a potência reativa fornecida pela máquina em análise, de acordo com o retorno apresentado, um novo ajuste é inserido, tendo como objetivos obter a tensão mais próxima da ideal, 1 p.u., e o fator de potência da máquina mais próximo de 1.

A mesma metodologia deve ser adotada para o regulador de velocidade, onde o objetivo principal é atenuar a oscilação e reduzir os picos de frequência na máquina ou nas barras próximas a ela frente a distúrbios da rede, como desligamentos e religamentos de linhas e alterações de carregamento do sistema.

Diante disso, os geradores e seus respectivos reguladores devem ser modelados de maneira a manter um desempenho otimizado visando a estabilidade e a qualidade de energia na rede.

4.4 SIMULAÇÕES ELÉTRICAS

A partir das características da rede e geradores, deve-se modelar o sistema elétrico, com o intuito de investigar o comportamento do mesmo. Desta forma, adota-se programas de simulações elétricas capazes de fornecer resultados como, níveis de tensão, perdas, estabilidade frente a distúrbios, comportamento dos geradores, entre outros. Para o presente estudo adotou-se os programas Anarede e o Anatem.

4.4.1 Anarede

O programa computacional Anarede (Análise de Redes Elétricas) foi desenvolvido pelo CEPEL, instituição de cunho federal e focada no desenvolvimento de ferramentas computacionais voltadas a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil.

Segundo CEPEL (2017a), o Anarede, é o programa mais utilizado no Brasil para simulações de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Dentro do programa, podem ser realizadas simulações que envolvem o cálculo do fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo e análise de segurança de tensão.

A interface do programa é bastante interessante, apesar de disponibilizar inúmeras configurações ao programador, a interação é bastante simples e muitas vezes intuitiva. Um dos pontos altos é a facilidade em adicionar novas informações ou modificar as atuais, o programa conta com uma série de tabelas dispostas dentro de um gerenciador de dados, onde é possível fazer alterações e também permite que o conteúdo seja copiado de outro programa, como por exemplo tabelas do Microsoft Excel, e colado diretamente nas tabelas de dados, desde que a localização das informações seja coincidente, correspondendo as mesmas células, em ambas as tabelas. Essa característica em especial facilitou muito a modelagem da rede, devido ao tamanho do caso em análise.

Com o caso a ser simulado montado e configurado no programa, basta executar o fluxo de potência para obter os resultados da simulação, sem esquecer de ao fim da simulação salvar os resultados em um histórico, que pode ser aberto em outro momento e também é parte fundamental para a próxima etapa, as simulações no programa Anatem.

Sendo assim, o Anarede, é um ótimo programa para análise de sistemas elétricos em regime permanente, fornecendo a base das simulações para a continuidade do trabalho. As simulações realizadas no Anarede para este trabalho ficaram em torno de analisar o fluxo de potência na rede, verificar os níveis de tensão conforme a variação de carga e geração e obter dados quanto as perdas elétricas.

Nele foi possível desenvolver alguns cenários para simulações, obtendo o fluxo de potência da rede de distribuição, com alterações no carregamento e topologia da rede, introduzindo novos geradores em pontos distintos. Esse programa foi escolhido devido a permitir que as simulações de fluxo de potência sejam de boa exatidão, mas principalmente pela sua capacidade de integração com outro o programa Anatem, também da CEPEL. Esse, por sua vez, tem a tarefa de fazer as análises de transitórios na rede, como a retirada de carga, análises dinâmicas de estabilidade em diferentes cenários.

A partir do Anarede, podemos obter o fluxo de potência em cada linha, as tensões em cada barra do sistema, as perdas elétricas do sistema, gargalos de transmissão e outras variáveis que possam ser interessantes ao programador. Para que a experiência com o programa seja otimizada, o programador pode desenvolver o diagrama unifilar da rede que deseja simular, facilitando os comandos como alteração da potência de geração de algum gerador específico, observar com mais eficiência alguns aspectos como níveis de tensão das barras, carregamento das linhas e o estado operacional de equipamentos.

4.4.2 Anatem

O programa computacional Anatem (Análise de Transitórios Eletromecânicos) também é uma criação do CEPEL. Segundo CEPEL (2017b), é o programa mais utilizado no Brasil para análise de sistemas elétricos de potência em regime dinâmico. Dentro dele, é possível realizar inúmeras simulações que envolvem a performance do sistema, geradores e outros equipamentos. Um dos pontos fortes é quanto a vasta gama de controladores disponíveis e a viabilidade de desenvolvimento de controladores especiais pelo usuário.

É importante salientar que o Anatem necessita do histórico de operação do Anarede para funcionar corretamente. Dessa forma, é primordial que as simulações realizadas no Anarede estejam corretas e convergindo para que então sejam utilizadas no Anatem.

As simulações utilizando o Anatem para este trabalho ficaram limitadas as análises em regime dinâmico do sistema em casos específicos de desconexão e reconexão entre o paralelismo de microrredes com a rede de distribuição ou entre microrredes distintas, observando o desempenho dinâmico dos sistemas analisados. Os principais pontos observados são quanto à frequência, módulo e ângulo de tensão em pontos específicos do sistema.

No próximo capítulo, a metodologia será aplicada em um caso prático, real, envolvendo um grande número de geradores, uma instalação com rede de distribuição e cargas consideráveis, todas as etapas são descritas detalhadamente.

5. DESENVOLVIMENTO PRÁTICO

Conforme a metodologia apresentada anteriormente, este capítulo tem por objetivo explorar e modelar uma rede de distribuição elétrica real, que conta com um grande número de geradores.

5.1 DADOS DO CASO ESTUDADO

O caso estudado é baseado nas faturas de energia do campus sede da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), localizada no interior do Rio Grande do Sul, na cidade de Santa Maria, na avenida Roraima, número 1000, bairro Camobi.

A UFSM, foi criada em 1960, tendo mais de 58 anos, ocupando uma área total de 1.128,6 hectares, segundo dados de 2010 (UFSM, 2010). Atualmente conta com mais de 27.900 alunos, distribuídos entre 269 cursos, que juntos demandam um total de 2.068 professores. Toda essa estrutura dispõe de 2.745 técnicos administrativos, totalizando aproximadamente 32.500 pessoas envolvidas diretamente, sem contar com todos os trabalhadores e empresas terceirizadas que atuam na instituição (UFSM, 2018). Na Figura 8 estão demonstrados os limites da área total do campus sede da instituição.

Na Figura 8, as linhas azuis representam os limites da instituição, o ponto vermelho representa a entrada principal da universidade, o ponto azul escuro é onde está o Centro de Tecnologia (CT), local onde estão os cursos de engenharia, no ponto roxo estão as instalações do Hospital Universitário de Santa Maria (HUSM), no ponto amarelo está o estádio e a pista de atletismo, no ponto verde são as instalações do Hospital e Clínica Veterinária (HCV), as linhas vermelhas representam o parque de exposições, e por fim o ponto azul claro é onde está situada a reitoria da UFSM.

Sendo assim, a UFSM é uma grande instituição, com muitas pessoas e estruturas, o que acaba consumindo um montante de energia considerável e necessitando de uma rede de distribuição própria, sendo um ótimo candidato para a aplicação da metodologia proposta.

Figura 8 – Limites do compus sede da instituição.



Fonte: Adaptado do Google maps.

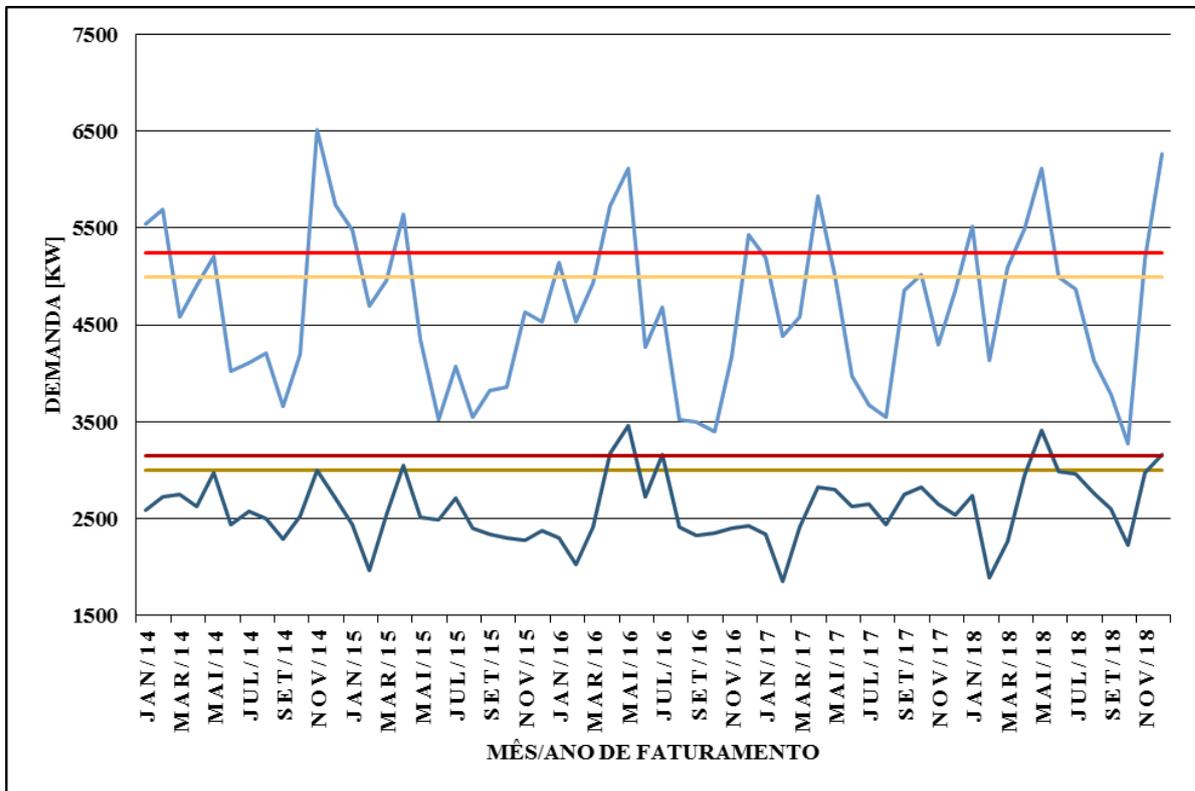
5.1.1 Demanda de energia

A UFSM contrata energia da RGE Sul, o enquadramento tarifário é na categoria A4, cliente atendido em média tensão, tarifação azul, que tem como característica a contratação de demanda para os períodos de ponta e fora de ponta, ficando a energia consumida sem essa necessidade. A demanda contratada para o período de ponta é de 3000 kW, enquanto a demanda fora de ponta é de 5000 kW, quando a instalação passa do contratado, acaba gerando um ônus proporcional ao valor ultrapassado. Neste caso, no horário de ponta o limite é de 3150 kW e fora de ponta é de 5250 kW de tolerância de demanda. As faturas de energia foram analisadas somente quanto a demanda.

Diante disso, foi desenvolvida uma análise da demanda faturada na universidade. Os dados colhidos são correspondentes aos meses de janeiro a dezembro dos anos de 2014 a 2018, onde os resultados estão apresentados na Figura 9.

Na Figura 9, as cores mais claras, curvas superiores, estão apresentando os valores correspondentes ao período fora de ponta, em azul a curva de demanda, em amarelo o valor contratado para o período, que é correspondente a 5 MW, em vermelho está representada a tolerância de ultrapassagem, que corresponde a mais 5% da demanda contratada, formando entre as curvas amarela e vermelha a faixa ideal de faturamento de demanda para este caso.

Figura 9 - Demanda de ponta e fora ponta faturadas de 2014 a 2018.



Fonte: Autor.

Para as curvas inferiores, de cores mais escuras, em azul está representada a curva de demanda em horário de ponta, em amarelo a demanda contratada para o período de horário de ponta, que para este caso é de 3 MW, em vermelho a tolerância de 5% a mais da demanda contratada, novamente, entre as curvas amarela e vermelha está a faixa ideal de demanda faturada para este caso.

Diante da Figura 9, podemos observar que há períodos sazonais nas curvas de demanda, esses períodos coincidem com os de maior fluxo de pessoas na instituição juntamente com os

meses com maiores temperaturas, ou seja, geralmente os meses de novembro, dezembro, março e abril. Devemos sempre lembrar que as faturas correspondentes ao mês em análise são apresentadas nas faturas do mês subsequente, sendo assim, para analisar os meses de novembro, dezembro, março e abril, devemos observar as faturas de dezembro, janeiro, abril e maio, respectivamente.

Da análise das faturas também foram retirados os dados da Tabela 17. Nela estão apresentados o número de faturas analisadas, o número de ultrapassagens em cada período, ponta e fora de ponta, a porcentagem de faturas que tiveram penalidades decorrentes de ultrapassagem, além dos 5% de tolerância da demanda contratada, assim como a quantidade e a porcentagem de faturas que acertaram a contratação de demanda, ou seja, não sofreram multa de ultrapassagem e também não pagaram por uma demanda não utilizada mas faturada.

Da Tabela 17, podemos perceber que 23,3% das faturas acabou sendo penalizada por ultrapassagem em horário fora de ponta, enquanto 10% das faturas foram penalizadas por demanda acima da contratada em horário de ponta. Em contrapartida, 11,7% das faturas apresentaram demanda em horário fora de ponta dentro da estreita faixa entre o valor contratado e os 5% de folga, para o horário de ponta, apenas 1,7% das faturas apresentou essa característica. Isso representa que, além dos gastos com ultrapassagens de demanda, a instituição também acaba tendo gastos desnecessários com demanda faturada e não utilizada, que aparecem em 65% do total de faturas analisadas, o que também ajuda a aumentar o valor da fatura de energia.

Tabela 17 – Comparação entre as faturas que apresentaram ultrapassagem na demanda, ficaram dentro da faixa ideal de contrato e o total de faturas analisadas.

Número de Faturas	Ultrapassagens Fora Ponta	Ultrapassagens Ponta
60	14 (23,3%)	6 (10%)
	Acertos Fora Ponta	Acertos Ponta
	7 (11,7%)	1 (1,7%)

Fonte: Autor.

A instituição acabou sofrendo com as penalidades referentes a ultrapassagem de demanda em 15 das 60 faturas. A Tabela 18 apresenta os meses em que as faturas apresentaram alguma ultrapassagem, seja em horário de ponta ou fora de ponta.

Da Tabela 18, ainda podemos perceber que o carregamento máximo de todo o sistema ocorreu na fatura de novembro de 2014, referente ao mês de outubro do mesmo ano, onde foi medida uma demanda máxima de 6512 kW, acarretando em penalidade de ultrapassagem de demanda contratada. Ainda, é possível notar uma característica marcante quanto a sazonalidade, evidentemente ocorre um aumento considerável na demanda em meses de temperaturas mais elevadas, ou seja, a carga tem uma variação sazonal conforme o clima, o que torna mais difícil a tarefa de contratar a demanda, pois essa característica acaba variando de um ano para outro.

Tabela 18 – Meses em que ocorreram ultrapassagens de demanda.

Mês/Ano do Faturamento	Mês/Ano de Consumo	Fora de Ponta	Ponta
Janeiro/14	Dezembro/13	5546	
Fevereiro/14	Janeiro/14	5696	
Novembro/14	Outubro/14	6512	
Dezembro/14	Novembro/14	5741	
Janeiro/15	Dezembro/14	5484	
Abril/15	Março/15	5640	
Abril/16	Março/16	5728	3176
Maio/16	Abril/16	6115	3463
Julho/16	Junho/16		3163
Dezembro/16	Novembro/16	5436	
Abril/17	Março/17	5831	
Janeiro/18	Dezembro/17	5520	
Abril/18	Março/18	5490	
Maio/18	Abril/18	6120	3410
Dezembro/18	Novembro/18	6260	3160

Fonte: Autor.

Diante disso, está evidente que há a necessidade de introduzir um controle de demanda para o sistema, que consiga suprir parte da demanda em momentos específicos de carregamento, permitindo reduzir os custos com ultrapassagens, ou até mesmo os eliminando, podendo inclusive reduzir a demanda contratada, gerando maiores ganhos tanto no âmbito técnico como no econômico.

5.1.2 Rede de distribuição

A UFSM é alimentada em 13,8 kV por um único alimentador exclusivo que foi construído de forma a suprir a energia da universidade. Ao chegar na instituição, passa por uma cabine de medição, é dividido em quatro novos alimentadores que se distribuem de maneira a fornecer energia a todas as instalações do campus, um dos alimentadores é de uso exclusivo para os prédios do Hospital Universitário de Santa Maria (HUSM), outro para o prédio do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), ambos possuem medições e contratos dedicados. Os outros dois alimentadores, possuem a mesma medição e se destinam ao fornecimento de todos os demais prédios e instalações da universidade.

As dimensões do campus são consideráveis, formando quase que um pequeno bairro, assim como a sua rede de distribuição, que conta com 434 postes e mais de 18 quilômetros de comprimento de rede, assim como 106 transformadores (ANSELMINI; LUCCHESI, 2017; LUCCHESI et al., 2018).

A rede possui características comuns as demais, formando um sistema radial. Porém, conta com 25 chaves que podem ser operadas de modo a reconfigurar a rede, dessas, 10 são unicamente para manobra e 15 são do tipo chave-fusível, para manobra e proteção. Há um ponto com possibilidade de interconexão entre os dois alimentadores da instituição, podendo assim formar uma arquitetura em anel, ou ainda, podendo ser utilizado para reconfigurar a rede, em casos de contingências ou redistribuições de cargas.

A Tabela 19 apresenta os seis tipos de cabos utilizados na rede de distribuição, os dois primeiros são de alumínio sem alma e com isolamento, para rede compacta, que são utilizados em alguns pequenos trechos dos alimentadores, os demais cabos são do tipo nu e com alma de aço, todos para sistemas de até 15 kV.

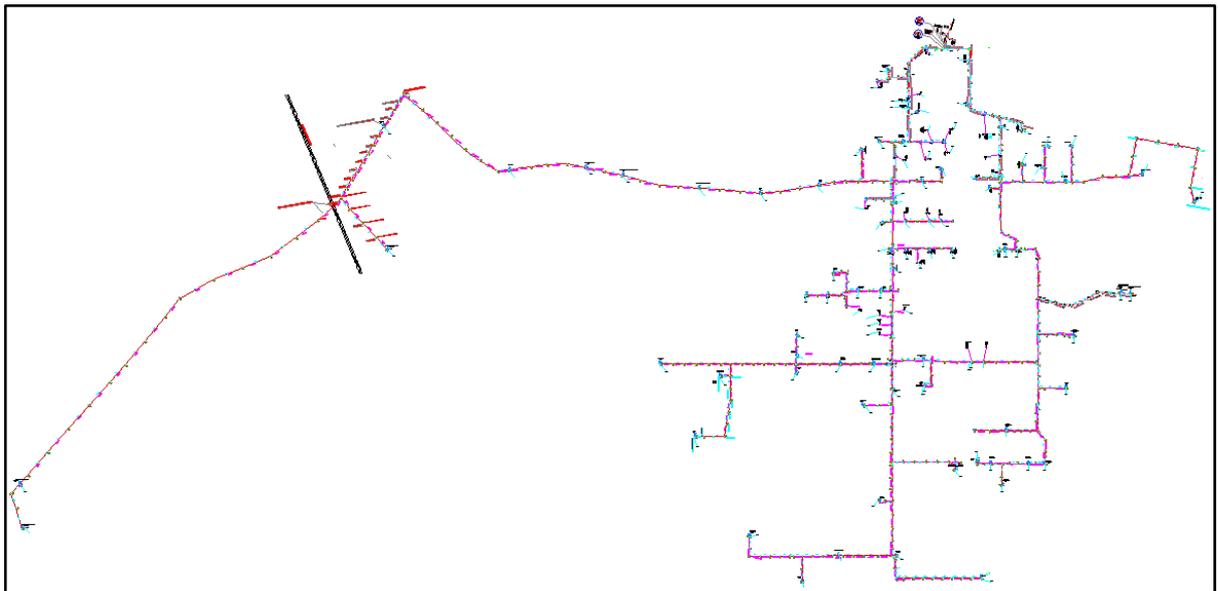
Tabela 19 – Cabos instalados nos alimentadores da universidade.

Cabo	Condutor
MT 2x3#95mm ² - CA - Prot - 15 kV	Phlox
MT 2x3#50mm ² - CA - Prot - 15 kV	Poppy
MT 3#2 CAA - 15 kV	Sparrow
MT 3#4 CAA - 15 kV	Swan
MT 3#6 CAA - 15 kV	Turkey
MT 3#1/0 CAA - 15 kV	Raven

Fonte: Adaptado de (ANSELMINI; LUCCHESI, 2017; LUCCHESI et al., 2018).

Como demonstrado nos estudos realizados por Anselmini e Lucchese (2017) e Lucchese et al. (2018), os condutores da rede de distribuição estão com baixo carregamento, o que ajuda a reduzir as quedas de tensão e as perdas elétricas nos alimentadores, proporcionando um rendimento melhor do sistema. Todos os dados referentes a rede, foram retirados dos trabalhos realizado pelas referencias anteriores, onde os autores fizeram o levantamento de toda a rede. Dentro desse levantamento, foram aferidos parâmetros como a distância entre postes, tipo de condutor do trecho, transformadores e demais equipamentos utilizados em redes de distribuição como chaves seccionadoras, chaves fusível, muflas e afins. Toda a rede foi desenhada em programa CAD, conforme posição, distância e equipamentos contidos em cada um dos postes, fornecendo uma base de dados bastante rica e fundamental para o desenvolvimento do trabalho. A Figura 10 mostra a rede completa da instituição e a Figura 11 mostra apenas uma fração com o objetivo de demonstrar os detalhes contidos.

Figura 10 - Rede de distribuição da UFSM em programa CAD.



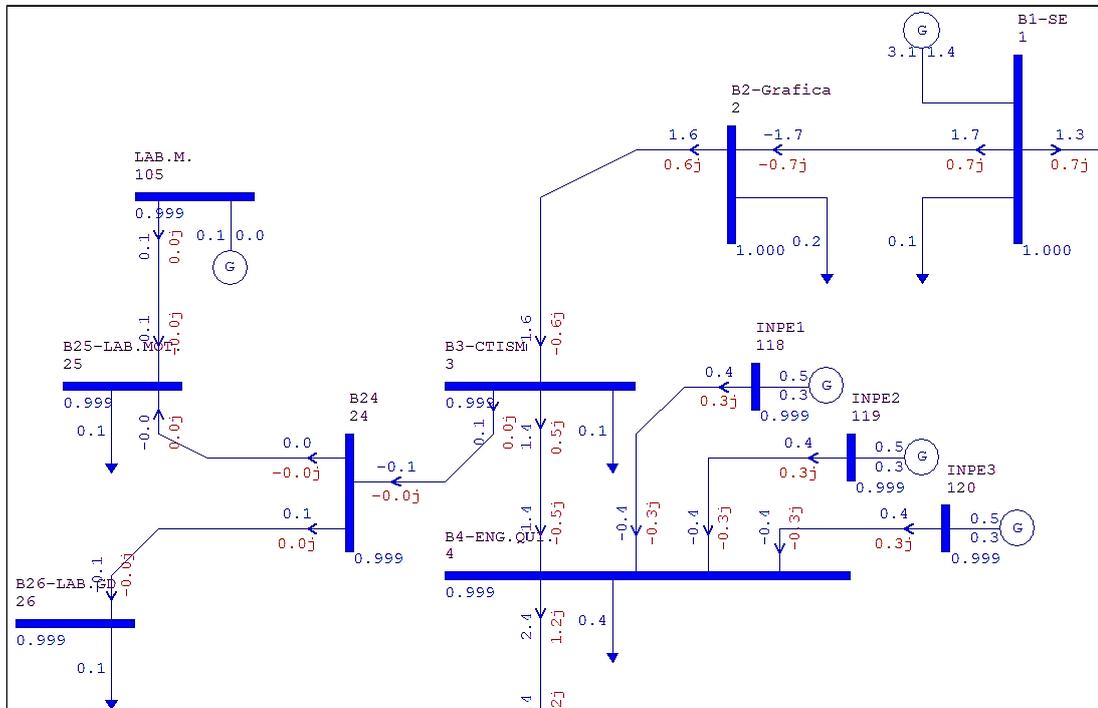
Fonte: Adaptado de (ANSELMINI; LUCCHESE, 2017; LUCCHESE et al., 2018).

Dessa forma, para facilitar a modelagem, o autor desenvolveu tabelas que posicionam as informações de modo a facilitar o seu carregamento no programa Anarede. Vale destacar que, a rede de distribuição da instituição foi modelada de acordo com os dados já levantados por Anselmini e Lucchese (2017) e Lucchese et al. (2018). Apesar de já dispor dos detalhes respectivos aos comprimentos de rede, cabos, cargas e afins, a modelagem teve de ser desenvolvida por inteiro.

Na Figura 12, podemos observar uma pequena fração da rede modelada no Anarede, a figura apresenta alguns detalhes como o ponto de medição, considerado como barra B1-SE, algumas outras barras como a derivação B24 e os três geradores de *backup* do INPE. Os números nas linhas de transmissão representam o fluxo de potência para aquele caso em específico, os números situados na parte inferior esquerda das barras representam a tensão em p.u. daquela barra, há também como observar as cargas em cada barra e a geração ativa e reativa em cada gerador.

O sistema modelado completo pode ser visualizado no Apêndice A, onde estão apresentadas as 120 barras e linhas que as conectam, assim como os 18 geradores.

Figura 12 - Detalhes da rede modelada no programa Anarede.



Fonte: Autor.

5.1.3 Geradores

A universidade possui vários centros e departamentos distintos, muitos desses possuem bastante autonomia, funcionando quase que como independentes da instituição, utilizando seus orçamentos de acordo com suas necessidades e com o que julgam necessário para seu desenvolvimento. Sendo assim, houve uma grande dificuldade em encontrar um departamento ou servidor que detinha o controle ou simplesmente o conhecimento de onde estão alocados ou quantos geradores a instituição possui em suas instalações.

Devido a isso, não há registros sobre os geradores, se existem e onde estão alocados. Nenhum servidor da universidade soube informar com clareza a existência e a localização dos geradores de *backup*. Dessa forma, para encontrar essa informação, a saída adotada foi fazer uma busca minuciosa, prédio a prédio, procurando pessoas que tivessem a responsabilidade ou o conhecimento sobre a existência de geradores de *backup* na instalação, e dessa forma foram sendo coletadas as informações. Essa busca resultou em um total de 18 geradores de *backup*, espalhados por toda a universidade, somando uma carga instalada de potência em *Stand-by* superior a 3 MVA, com potência de pico de 3,5 MVA.

De acordo com o que foi relatado durante esse levantamento, os geradores de *backup* são subaproveitados e acionados mais por manutenção do que por queda de energia. Juntos, tem a capacidade mais que suficiente para que consigamos desenvolver o controle de demanda na instituição. A lista de geradores, sua localização, potência em *Stand-by* e potência máxima de geração em kVA, está disponível na Tabela 20.

Tabela 20 - Geradores de *Backup* instalados na UFSM.

Gerador	Local de Instalação	Potência em <i>Stand By</i> (kVA)	Potência Máxima (kVA)
1	Biotério Central	177	185
2	Lab. Motores	62,5	62,5
3	Napo – Prédio 15	137,5	137,5
4	Química – Prédio 19	57	60
5	Química – Prédio 18	62,5	62,5
6	Prédio 17	38	40
7	Aviário Zootecnia	38	40
8	Centro de Processamento de Dados - CPD	345	360
9		275	290
10	Estádio - Educação Física	175	185
11	Farmácia - Prédio 26	57	60
12	FATEC	81	90
13	Hospital Veterinário (HCV)	230	240
14	LAMIC – Prédio 44	57	60
15	Rede Bio - Parque de exp.	230	240
16	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE	450	468
17		450	468
18		450	468
Total		3372,5	3516,5

Todos os geradores têm a capacidade de alimentar as instalações onde estão inseridos, possuem controladores para operar em modo de *backup* sem paralelismo com a rede, a maioria desses têm controladores que permitem a operação em paralelismo com a rede.

Diante disso, após o levantamento de informações, todos os 18 geradores foram modelados seguindo as suas características e os dados foram carregados no programa Anatem, também desenvolvido pelo CEPEL. Como anteriormente já mencionado, esse programa foi escolhido porque é capaz de desenvolver as análises de transitórios do sistema no tempo, a partir dos arquivos históricos de operação gerados pelo Anarede, onde toda a rede de distribuição foi modelada.

Da mesma forma que na modelagem da rede, todos os dados referentes aos geradores foram reunidos em tabelas, de maneira a facilitar o manuseio das informações, para que a partir daí fosse possível prosseguir com as demais etapas da metodologia.

Na Figura 13, está demonstrada a interface do programa utilizado na modelagem dos geradores de *backup* da instituição. Como pode ser visto, o programa basicamente é em linhas de comando, onde há colunas dedicadas para cada variável.

Figura 13 - Modelagem dos geradores no programa Anatem.

```

001 ( MODELOS DOS 18 GERADORES DA UFSM
002 (gerador barra infinita
003 [ DMDG MD01
004 (No) (L'd) ( Ra) ( H ) ( D ) (MVA) Fr
005 0019 60
006 999999
007 (geradores da ufsm
008 [ DMDG MD02
009 (No) O (CS) (Ld ) (Lq ) (L'd) (L"d) (Ll ) (T'd) (T"d) (T"q)
010 (No) (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr
011 (BIOTERIO
012 0001 0001 1.5 0.4140.057 0.040 1.553 0.0030.006
013 0001 0.0550.570 0.16260
014 (LAB.MOTORES
015 0002 0001 0.75 0.3450.053 0.037 0.70 0.0010.002
016 0002 0.0420.479 0.06360
017 (NAPO
018 0003 0001 0.6260.3690.053 0.037 0.850 0.0030.006
019 0003 0.0310.618 0.13860
020 (PREDIO.19
021 0004 0001 0.7490.2420.052 0.037 0.664 0.0010.002
  
```

Fonte: Autor.

Para cada gerador adicionado, é necessário escolher e configurar qual o respectivo regulador de velocidade e de tensão. O programa oferece 7 modelos de regulador de velocidade

e 24 de regulador de tensão. Para cada modelo, há variáveis diferentes e respostas que podem ser diferentes.

Como os geradores modelados são de baixa potência, os reguladores escolhidos pelo autor são os mais simples, sendo eles o regulador de velocidade modelo 02 (MD02) e o regulador de tensão modelo 14 (MD14). Os ganhos foram ajustados através da metodologia descrita no capítulo anterior, onde os valores que balizaram a busca foram inseridos ordenadamente em um vetor, para ambos os reguladores, com ganhos entre 0 e 1000, propiciando desempenhos extremos. Cada uma das máquinas teve os ajustes sintonizados individualmente pois variam muito, de acordo com a posição na rede e suas características técnicas.

Para o regulador de tensão, foram observadas as curvas de tensão nos terminais e a potência reativa fornecida pela máquina em análise, tendo como objetivos obter a tensão mais próxima da ideal, 1 p.u., e o fator de potência da máquina mais próximo de 1. A mesma metodologia foi aplicada ao regulador de velocidade, onde o objetivo principal foi minimizar a oscilação de frequência da máquina. Diante disso, os geradores e seus respectivos reguladores foram modelados de maneira a manter um desempenho otimizado visando a estabilidade e a qualidade de energia na rede.

5.2 CENÁRIOS

Diante do que foi apresentado, são colocados em prática todos os conceitos estudados e modelagens desenvolvidas, visando entender como se dá o comportamento dos geradores de *backup* conectados em paralelo a rede de distribuição, tentando reproduzir da maneira mais real possível, dentro das limitações de dados dos modelos, qual o comportamento de todo o sistema perante a distúrbios elétricos. Desta forma, adiante serão apresentados cenários para análise da rede elétrica, assim como seu comportamento diante das condições submetidas.

5.2.1 Caso 1 – Cenário de referência

O caso base consiste na simulação da rede de distribuição da UFSM em sua demanda máxima, ocorrido no mês faturado em novembro de 2014, onde a demanda correspondeu a 6.512 kW. Para o caso base, os níveis de tensão nas barras dos geradores e nas barras mais distantes do ponto da entrada de energia estão apresentados na Tabela 21. As barras que possuem mais de um gerador conectado, barra 04 Eng. Química e 83 CPD, não estão com a

tensão na barra de cada gerador propriamente dito, mas sim da barra correspondente a instalação que os mesmos pertencem, visto que a linha que liga a barra do gerador a sua de instalação tem seus valores como os mínimos possíveis do programa, praticamente não alteram a tensão entre as duas barras, podendo assim atribuir que são iguais.

Como podemos observar na Tabela 21, as tensões para o caso base são de ótimo nível, mostrando que é um sistema bastante robusto, com baixo carregamento dos condutores, mesmo em condições de demanda elevada.

Tabela 21 - Tensão nas barras remotas e com gerador.

Barra número	Nome da barra	Tensão (p.u.)	Gerador
105	Lab. Motores	0,998	Sim
4	Eng. Química	0,997	Sim
106	Napo 02	0,994	Sim
115	FATEC	0,993	Sim
107	Prédio 19	0,992	Sim
108	Prédio 18	0,992	Sim
109	Prédio 17	0,992	Sim
117	LAMIC	0,991	Sim
60	Viveiro	0,990	Não
42	Antena	0,991	Não
110	Aviário	0,988	Sim
67	Suíno	0,988	Não
116	HCV	0,988	Sim
104	Biotério	0,987	Sim
23	Laticínio	0,986	Não
114	Farmácia	0,996	Sim
95	Barragem	0,995	Não
113	Ed.Física	0,991	Sim
111	CPD	0,989	Sim
85	Anfiteatro	0,989	Não
102	AGITEC	0,989	Não
70	Virologia	0,988	Sim

Fonte: Autor.

5.2.2 Caso 2

Para uma segunda simulação, novamente foi utilizado o programa Anarede, visando obter a resposta do fluxo de potência para quando todos os geradores instalados estão acionados e operando com suas potências de *backup* em paralelo com rede. O fluxo de potência foi obtido e retornou as tensões apresentadas na Tabela 22, onde os valores são comparados aos da Tabela 21.

Tabela 22 - Comparação entre as tensões do Caso 1 com o Caso 2 nas barras analisadas.

Barra número	Nome da barra	Tensão Caso 1 (p.u.)	Tensão Caso 2 (p.u.)
105	Lab. Motores	0,998	0,999
4	Eng. Química	0,997	0,999
106	Napo 02	0,994	0,997
115	FATEC	0,993	0,996
107	Prédio 19	0,992	0,996
108	Prédio 18	0,992	0,996
109	Prédio 17	0,992	0,996
117	LAMIC	0,991	0,995
60	Viveiro	0,990	0,994
42	Antena	0,991	0,994
110	Aviário	0,988	0,993
67	Suíno	0,988	0,993
116	HCV	0,988	0,994
104	Biotério	0,987	0,994
23	Laticínio	0,986	0,992
114	Farmácia	0,996	0,998
95	Barragem	0,995	0,997
113	Ed.Física	0,991	0,997
111	CPD	0,989	0,997
85	Anfiteatro	0,989	0,996
102	AGITEC	0,989	0,997
70	Virologia	0,988	0,994

Fonte: Autor.

Da Tabela 22, podemos observar que no Caso 1, quando comparado com o Caso com todos os Geradores em operação, Caso 2, as tensões ficam em níveis muito próximos do ideal. Esse aspecto parece ser irrelevante, porém devemos levar em consideração que nas simulações a tensão no ponto de entrega de energia pela concessionária é ideal, o que não ocorre com muita frequência em um caso real. Se medirmos constantemente a tensão no ponto de entrega, vamos observar que ela varia e que na maior parte do tempo é inferior ao ideal. Sendo assim, os ganhos de tensão com a geração melhoram a qualidade da energia no campus.

Não apenas as tensões, mas as perdas elétricas no sistema também são impactadas. Como neste caso a geração está muito próxima da carga, as perdas são reduzidas. Os dados referentes a essa análise estão apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Perdas elétricas no sistema analisado.

Entrada	Demanda (kW)		Carga (kW)	Perdas (kW)
	GD	Total		
6512	0	6512	6439,7	72,3
3107	3372	6479	6439,7	39,3
			Redução	33

Fonte: Autor.

Da Tabela 23, podemos observar que a redução nas perdas elétricas é próxima a 50%. Os números absolutos, quando comparados com a demanda total ou a carga total, não representam uma mudança muito significativa, isso se deve ao superdimensionamento do sistema de distribuição. Caso o sistema tivesse condutores com maior carregamento, o resultado seria muito mais significativo, mesmo assim é uma redução que resultará em maior economia na operação do sistema.

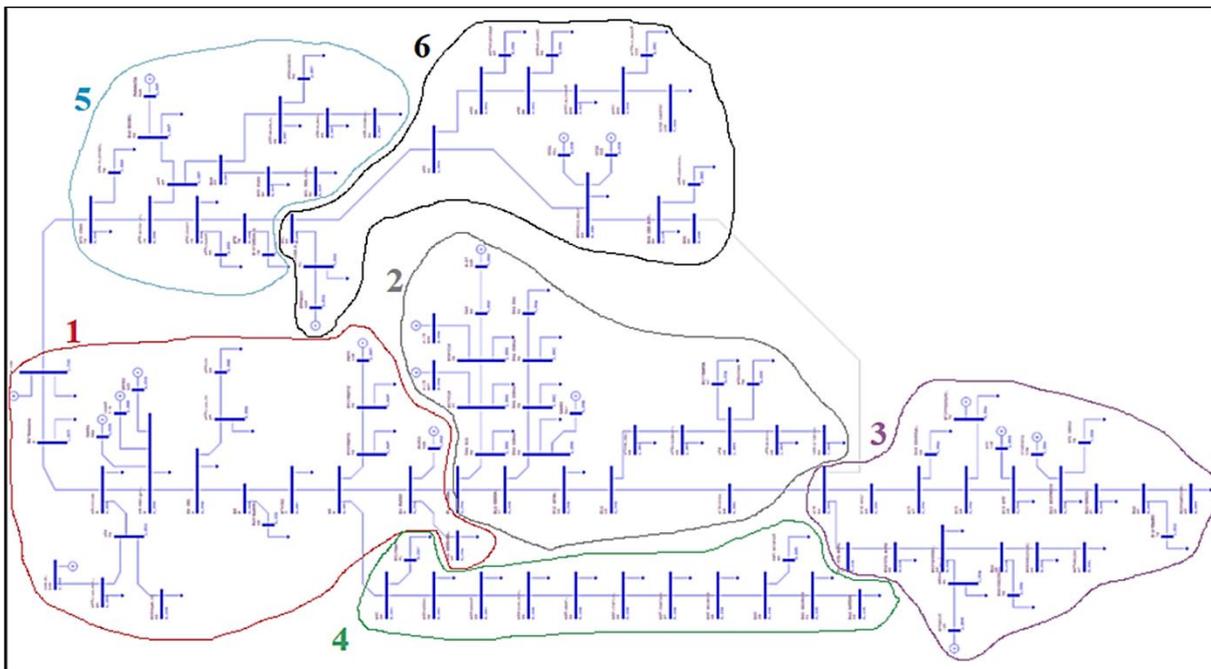
As primeiras simulações já demonstram que há ganhos incontestáveis com a inserção de GD no sistema testado. Sabendo que essa GD é do tipo de GMG's diesel, de acordo com o que já foi apresentado anteriormente no trabalho, essa melhora no sistema como um todo é garantida graças ao fornecimento de energia constante que essa fonte proporciona. Além da redução de 45,64% nas perdas elétricas, as tensões também obtiveram um resultado positivo, melhorando substancialmente, ao ponto de chegar em um ponto de operação próximo do ideal.

5.2.3 Formação das microrredes

Após obter os fluxos de potência no caso base e no caso com todos os geradores operando, as simulações com a formação de microrredes podem ser realizadas.

Inicialmente, como o sistema não possui geração suficiente para ser alimentado única e exclusivamente pela GD já instalada, considerando o caso de demanda máxima, a rede de distribuição foi dividida em 6 regiões de acordo com a capacidade de fornecimento de energia. A partir da Figura 14, pode-se observar como ficaram divididas as regiões nos alimentadores estudados, onde em vermelho esta apresentada a região 1, em cinza a região 2, em roxo a região 3, em verde a região 4, em azul a região 5 e em preto a região 6.

Figura 14 - Divisam dos alimentadores em seis regiões.



Fonte: Autor.

A região 1 concentra a maior capacidade de geração e também a maior carga dentre as regiões, é a que tem ligação com a concessionária de energia. Tem a capacidade de formação de microrrede, porém necessita de um pequeno corte de carga para isso, cerca de 5,6% da carga total da região.

Na região 2, está concentrada a segunda maior carga, e possui geradores com capacidade de fornecimento muito baixa, apenas para energia de *backup* dos prédios onde estão instalados. Sendo assim, a capacidade de geração é insuficiente para a formação de microrrede e em caso

de interrupção total do fornecimento, para o caso de maior carregamento, os prédios que não dispõem de gerador de *backup* terão seu fornecimento interrompido.

A região 3 apresenta a maior garantia de fornecimento de energia. A característica principal dessa região é de que suas cargas são as mais críticas a falta de energia, ali estão alocadas a leitaria, o hospital e clínica veterinária (HCV), os pavilhões da piscicultura e outras cargas que necessitam de fornecimento de energia ininterruptamente. Devido a essa característica principal, é a região que consegue alimentar a maior parte da carga, necessitando de um corte de carga de apenas 3,85%, considerando a demanda máxima lida no sistema. Sendo assim, pode formar uma microrrede independente.

Na região 4 ficaram apenas cargas do sistema, a característica principal é a de ser um ramal muito longo e sem capacidade de geração de energia. Dessa forma, todas as cargas alocadas nesta região ficarão sem alimentação caso haja uma interrupção por parte da concessionária de energia.

A região 5, juntamente da 6, estão alocadas no outro alimentador da universidade, sendo regiões de menor quantidade de cargas, porém bastante importantes. A região 5 possui somente um GMG de baixa potência instalado, não sendo capaz de formar uma microrrede. Dessa forma, suas cargas serão desalimentadas em caso de descontinuidade no fornecimento.

Por fim, a região 6, é caracterizada por concentrar os prédios da reitoria e do centro de processamento de dados (CPD) da universidade. Sendo assim, é uma região bastante importante e que necessita de fornecimento constante. Apesar dessa característica, não possui uma grande capacidade de geração e sendo assim necessita de um grande corte de cargas para funcionar como uma microrrede, esse corte é de 30,88%, para o cenário de máxima demanda lida. Mesmo com um grande corte de carga, é possível formar uma microrrede nesta região, e a melhor de suas características é a interconexão com a região 3, ambas podendo formar uma nova região, ou utilizando dessa conexão para uma reconfiguração, tanto visando uma maior eficiência do sistema, operando em anel, podendo redistribuir cargas ou também para casos de contingências. Diante disso, o sistema foi dividido em regiões de tal maneira que possam ser formadas algumas microrredes, que podem funcionar mesmo em condição de demanda máxima. A Tabela 24 apresenta os limites entre as regiões, a carga total e a capacidade de geração instalada em cada uma delas. Já na Tabela 25, estão apresentados os cortes de cargas necessários para o funcionamento correto das microrredes, para o caso da demanda máxima lida, considerando que não haja fornecimento de energia por parte da concessionária.

Das Tabela 24 e Tabela 25, podemos observar que, de acordo com a demanda máxima lida e a quantidade de GD atualmente instalada na rede, podemos formar três microrredes. Em contrapartida, três regiões não têm essa mesma capacidade, sofrendo grandes cortes de carga. Podemos observar também que não foram totalmente desligadas as cargas nas regiões 2 e 5, isso ocorre devido aos geradores de *backup* disponíveis em alguns dos prédios dessas regiões, conseguindo manter parte da carga alimentada, essa parcela foi descontada na Tabela 25. Por fim, o corte de carga total nessas condições é de 2682,6 kVA, ou 41,19% da demanda total.

Tabela 24 - Divisão do sistema em regiões para formação de microrredes.

Região	Limites - Linha		Carga (kVA)	Geração (kVA)		Operação Isolada
	Da barra	Para barra		Nominal	Máxima	
1	1	73	1882,31	1631	1694	Sim
	8	30				
	9	10				
2	10	9	1665,58	214	222,5	Não
	14	15				
3	15	14	778,6	675	705	Sim
	15	86				
4	30	8	249,04	0	0	Não
5	73	1	1372,24	57	60	Não
	78	80				
6	80	78	1323,21	795	835	Sim
	86	15				

Fonte: Autor.

Tabela 25 - Cortes de carga nas regiões.

Região	Corte de carga			
	Barra	Redução (%)	Carga (kVA)	Total (kVA)
1	25	53,80%	47,25	105,34
	43	0,53%	0,16	
	1	100%	58,53	
2	-	-	-	1451,58
3	69	68,20%	29,93	29,96
	64	0,16%	0,03	
4	-	-	-	249,04
5	-	-	-	1315,24
6	103	59,70%	18,61	408,64
	84	0,12%	0,035	
	85	Total	-390	

Fonte: Autor.

No Apêndice B estão apresentadas as regiões de forma completa, sendo possível visualizar alguns detalhes como a disposição dos geradores nas regiões e os limites entre as mesmas.

Com o programa Anarede, foi possível executar simulações visando observar como se comportaria o fluxo de potência nas microrredes, tendo atenção aos níveis de tensão nas barras que fazem parte das mesmas. A tensão na região 1 foi de 1 p.u. em todas as barras, na região 3, a tensão mínima foi de 0,998 p.u. na barra 23, e na região 6, a mínima ficou em 0,999 p.u. na barra 103. Ou seja, além de garantir o abastecimento a boa parte das cargas, os níveis de tensão também foram otimizados com a utilização das microrredes em operação isolada.

A Tabela 26 mostra uma comparação entre o Caso 1, o Caso 2, com todos os geradores operando em paralelo com a rede de distribuição, e por fim um caso onde as microrredes estão em operação isolada. Podemos constatar uma melhora no quadro geral de tensões, indicando que há qualidade no fornecimento, tanto no paralelismo entre geradores e rede quanto na operação isolada dos mesmos.

Tabela 26 - Tensões nos três casos simulados.

Barra	Nome da barra	Tensão (p.u.)		
		Caso 1	Caso 2	Microrredes
105	Lab. Motores	0,998	0,999	1,000
4	Eng. Química	0,997	0,999	1,000
106	Napo 02	0,994	0,997	1,000
110	Aviário	0,988	0,993	0,999
67	Suíno	0,988	0,993	0,999
116	HCV	0,988	0,994	1,000
104	Biotério	0,987	0,994	0,999
113	Ed.física	0,991	0,997	1,000
111	CPD	0,989	0,997	1,000
70	Virologia	0,988	0,994	1,000

Fonte: Autor.

5.2.4 Análises transitórias de energia – Frequência, módulo e ângulo da tensão

As simulações desenvolvidas no programa Anatem buscam observar o comportamento do sistema durante operações que geram transitórios elétricos em algumas grandezas como no módulo e ângulo da tensão e na frequência elétrica, tanto no sistema de distribuição como nas cargas e geradores que estão conectados a ele.

Todas as simulações foram padronizadas, de maneira a permitir confronta-las. Dessa forma, os eventos foram programados para ocorrerem sempre no mesmo momento da simulação, com os mesmos períodos de duração. Cada novo evento, ou grupo de eventos, foi introduzido após a estabilização do sistema, não perturbando as análises de resposta dos eventos subsequentes. Dessa forma, o padrão de simulação foi de fazer o desligamento das linhas após um segundo do início da simulação e fazer o seu fechamento cinco segundos após a abertura, ou seja, seis segundos após o começo da simulação no programa Anatem, as simulações foram estendidas por período suficiente para fazer uma análise completa dos transitórios até que tudo seja estabilizado. Todas as figuras obtidas visam os momentos que compreendem entre a abertura das linhas, o fechamento das mesmas e os transitórios elétricos subsequente causado por esses eventos.

5.2.5 Caso 3

Para essa simulação, as microrredes foram isoladas a partir do desligamento de linhas próximas ou nas fronteiras das regiões em estudo. As regiões 1, 3 e 6 foram isoladas do restante do sistema e entre si afim de observar os transitórios de frequência, módulo e ângulo de tensão.

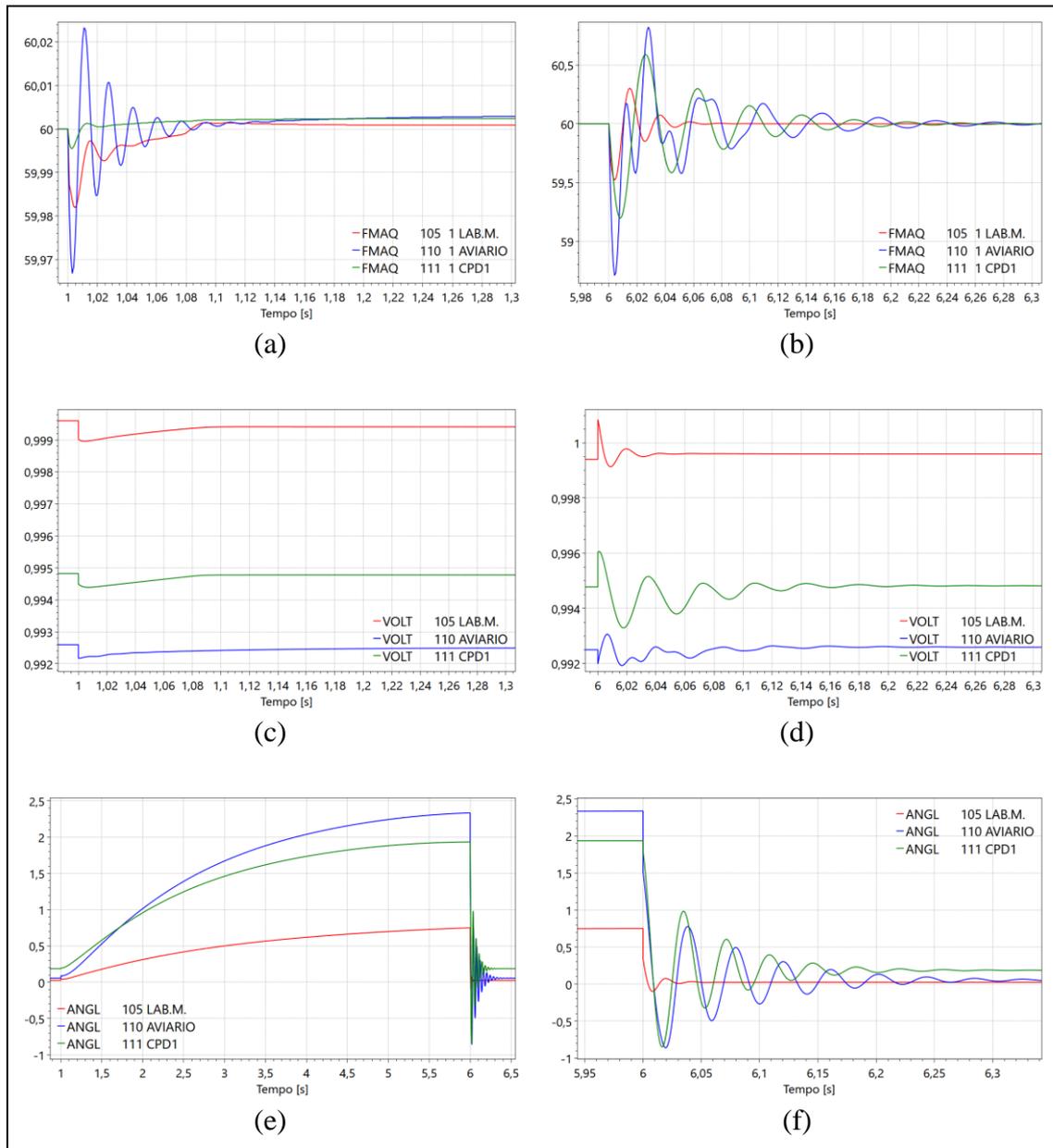
Na Figura 15, estão apresentados os principais resultados encontrados nas simulações. Nela estão dispostas curvas de frequência, módulo e ângulo de tensão nos geradores das barras 105 (região 1), 110 (região 3) e 111 (região 6), em vermelho, azul e verde respectivamente. Outras curvas deste caso são encontradas no Apêndice A.

De acordo com a Figura 15, em (a) podemos observar que no momento de abertura das linhas que delimitam as regiões a frequência dos geradores não sofre grandes alterações, atingindo um pico máximo de aproximadamente 60,024 Hz e mínimo de aproximadamente 59,966 Hz, o que não gera nenhum problema para as cargas e geradores. Já em (b), no momento em que há a reconexão, a frequência sofre uma oscilação mais acentuada, atingindo aproximadamente um pico máximo de 60,8 Hz e mínimo de 58,7 Hz, no gerador da barra 110, o menor dentre os apresentados. Essa variação de frequência também não é preocupante para o bom funcionamento dos geradores e do sistema de distribuição, as cargas têm os transitórios de frequência bastante reduzidos aos dos geradores apresentados na figura, não apresentando problema algum quanto a isso pois são de baixa intensidade e de períodos de duração muito curtos. As mesmas características podem ser observadas para as demais variáveis, pequenas oscilações durante o isolamento das microrredes e oscilações maiores após o paralelismo entre as microrredes e a rede distribuição. Em (c) e (d), os níveis de tensão pouco oscilaram, as ocorrências foram de baixas amplitudes, variando ao máximo em 0,003 p.u., e curta duração.

Já em (e) e (f), onde estão sendo mostradas as variações angulares dos módulos de tensão nas barras em comparação a tensão de referência, tensão da concessionária de energia (0°), a variação pode ser considerada mais danosa ao sistema, não por fornecer uma energia de qualidade inferior à da concessionária, muito pelo contrário, mas sim por provocar uma defasagem angular entre o sistema da concessionária de energia e cada uma das microrredes, e isso pode ser o maior dos problemas para a reconexão dos sistemas, podendo ser considerado até como um curto-circuito no momento da reconexão, o que pode levar a atuar tanto a proteção das microrredes como alguma das proteções do sistema de distribuição da concessionária de energia, algo indesejável neste caso. Apesar disso, a defasagem angular entre cada uma das microrredes e o sistema de distribuição de energia não foi preocupante, essa defasagem se

manteve em um limite tolerável, porém é a maior responsável pelas oscilações nos geradores das microrredes no momento do paralelismo.

Figura 15 - Operação isolada. (a) frequência na abertura das linhas, (b) frequência durante o paralelismo, (c) tensão na abertura das linhas, (d) tensão durante o paralelismo, (e) ângulo de tensão na abertura da linha, (f) ângulo de tensão durante o paralelismo.



Fonte: Autor.

A partir da Figura 15, fica evidente que as complicações se concentram durante o paralelismo, na reconexão da microrrede com a rede de distribuição. Mesmo assim, de acordo com os resultados obtidos, observando as recomendações da IEEE 1547, já apresentadas nas

Tabela 10, Tabela 11 e Tabela 14, que formaram as condições mais rigorosas para realizar o paralelismo entre GD e rede de distribuição, nenhuma das oscilações foi suficiente para extrapolar quaisquer que sejam os limites estipulados, configurando assim uma solução viável.

Outro ponto que merece destaque é no que se refere a operação isolada das microrredes em regime permanente, não foram encontradas situações que comprometeram a qualidade de energia entregue as cargas, muito pelo contrário, as simulações realizadas no programa Anarede apresentam aumento dos níveis de tensão, com quase que a totalidade das barras obtendo a tensão de 1 p.u.

Vale ressaltar que as curvas apresentadas são os piores casos encontrados em cada região para essas simulações. Como regra geral, as oscilações mais acentuadas ocorreram nos geradores de menor potência, grande parte desse efeito se deve a menor inércia dessas máquinas quando comparadas as demais de suas regiões, em contrapartida, são os geradores que se recuperam dos transitórios com maior agilidade.

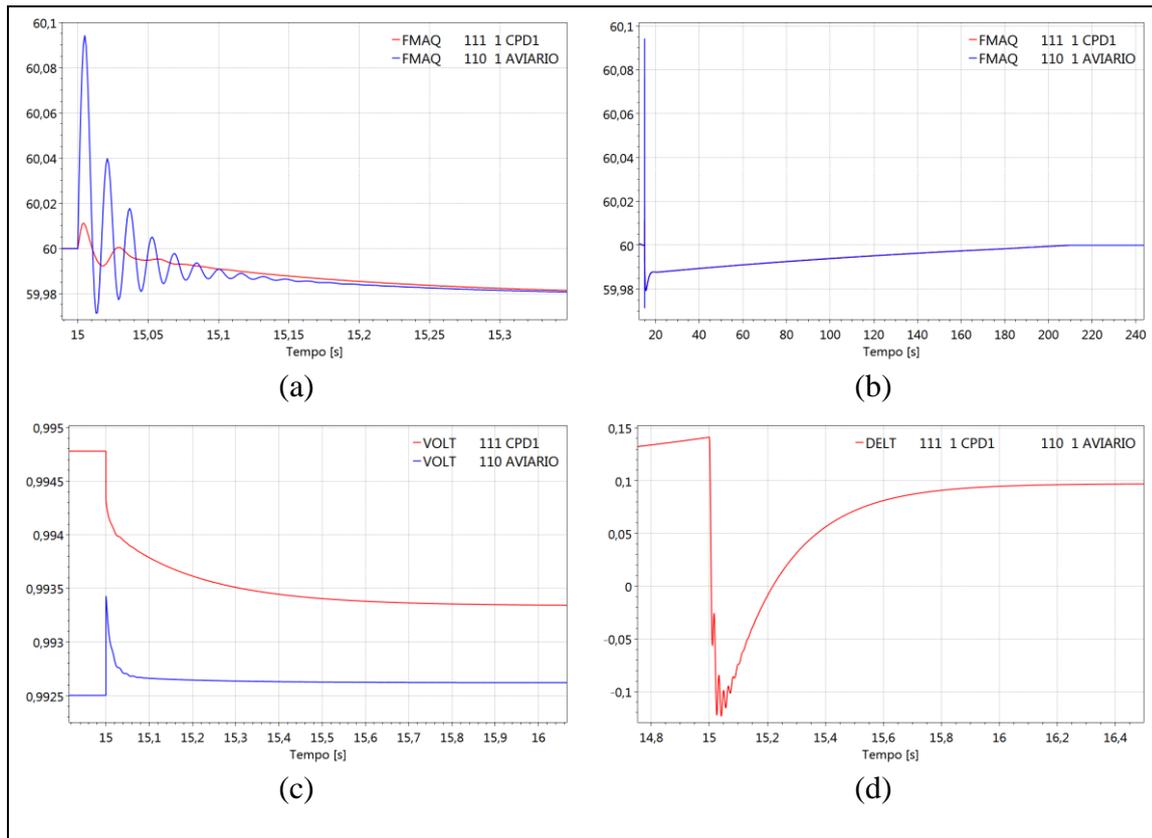
Outro ponto a ser exaltado é no que diz respeito à capacidade de absorver os transitórios, como a região 1 concentra a maior parte da geração disponível, distribuída em 5 geradores, é a região que consegue ter o melhor desempenho. Basta observar as curvas apresentadas na Figura 15, o GMG da barra 105 é o que apresenta a recuperação mais rápida, mostrando que o sistema dessa região é mais robusto que os demais. Muitos fatores ajudam para isso, além dos já citados, a distribuição dos GMG's na rede e a diferença entre as inércias dos mesmos, fazem com que o desempenho seja otimizado. Os geradores mais robustos, de maior potência e inércia, são melhores para compor a energia de base para a microrrede, já os geradores menores, de menor potência e inércia, conseguem ser mais rápidos e eficientes a respostas da carga e transitórios.

5.2.6 Caso 4

Para essa simulação, as microrredes das regiões 3 e 6 foram primeiramente isoladas do sistema de distribuição, assim como na simulação anterior, e posteriormente conectadas entre si em paralelo. Os mesmos parâmetros das simulações anteriores foram adotados, novamente buscando observar o comportamento da frequência, módulo e ângulo da tensão nas barras que apresentaram maiores oscilações. O paralelismo entre as regiões foi realizado aos 15 segundos de simulação para que não houvessem quaisquer interferências dos eventos anteriores nos resultados.

Como resultado final, foram geradas as curvas apresentadas na Figura 16, onde estão apresentadas a frequência e tensão, antes durante e depois da formação da microrrede entre as regiões 3 e 6. Outras curvas para esse caso são encontradas no Apêndice B.

Figura 16 - Resultados encontrados no paralelismo entre as regiões 3 e 6. (a) frequência durante o paralelismo, (b) estabilização de frequência, (c) tensão antes e após o paralelismo, (d) diferença angular de tensão entre as barras 111 e 110.



Fonte: Autor.

Na Figura 16, em (a), podemos observar que a frequência das máquinas oscila menos do que quando do paralelismo com a rede de distribuição, enquanto no paralelismo entre a microrrede da região 3 com o sistema de distribuição de energia, caso anterior, a frequência da máquina da barra 110 oscilou entre 60,8 e 58,7 Hz, nesse paralelismo entre as regiões 3 e 6 a oscilação variou entre 60,095 e 59,97 Hz aproximadamente. Em (b), podemos notar que a microrrede necessita de mais tempo para se recuperar de um transitório dessa dimensão, passando de um tempo de cerca de 0,6 segundos para algo em torno de 210 segundos até a estabilização total da frequência em 60 Hz. O aumento nesse tempo é devido aos controladores e principalmente a inércia das máquinas, que neste caso é consideravelmente inferior à da rede de distribuição.

Outro ponto a ser comentado é quanto a tensão nos terminais das máquinas, acaba ocorrendo um balanço entre as tensões, se ajustando de maneira a se aproximarem, como pode ser verificado através de (c). Ainda, as tensões em geral não sofrem alterações consideráveis, porém reduzem um pouco seus valores para as simulações dinâmicas no Anatem, já na simulação de fluxo de potência no programa Anarede, a situação se inverte, mostrando uma sensível melhora nos níveis de tensão.

As baixas oscilações encontradas neste caso, menores que no caso 3, são devido ao que pode ser visto em (d), a pequena diferença angular entre as tensões dos dois sistemas ajuda a reduzir consideravelmente os transitórios de frequência, os mais afetados pela diferença angular. Dessa forma, fica mais evidente a importância de os sistemas serem conectados quando em fase, com a mínima diferença angular, operando com frequência mais próxima possível e no mesmo nível de tensão.

Diante do que foi apresentado, há mais um arranjo possível para esse sistema, conexões entre as regiões. Como pode ser visto novamente, nenhuma das recomendações do IEEE 1547 foram extrapoladas, mostrando que as microrredes estudadas podem ser conectadas em paralelo sem que haja perda de desempenho e de maneira que a qualidade da energia seja mantida.

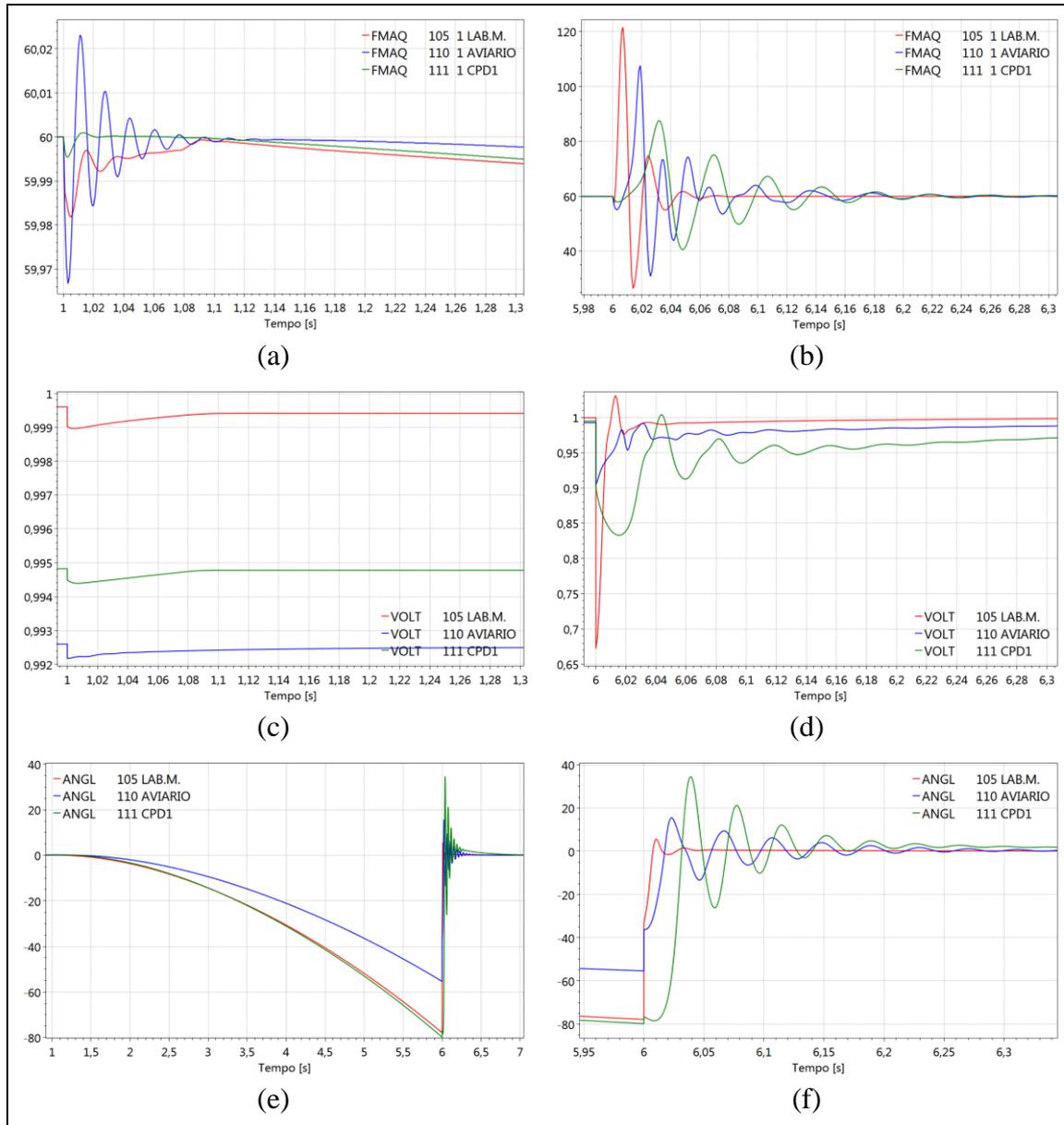
5.2.7 Caso 5

Na primeira simulação das microrredes no programa Anatem, caso 3, houve um alívio de carga, com a retirada total ou parcial de cargas em algumas barras estratégicas, para que o sistema conseguisse operar nas melhores condições possíveis para o caso da maior demanda lida nas faturas da universidade. Nesta simulação, o autor buscou o limite de operação de cada microrrede, de tal modo que ainda fosse possível convergir os casos para uma reconexão ao sistema de distribuição de energia elétrica da concessionária.

Neste caso, todas as simulações realizadas no caso 3 foram repetidas apenas com alterações na carga. Na Figura 17, estão apresentadas as curvas encontradas, que podem ser comparadas ao caso 3 pois são equivalentes em parâmetros de controle e tempo.

De acordo com a Figura 17, ficam evidentes que as oscilações em um sistema com sobrecarga são mais elevadas. Na figura, estão apresentados os dados referentes aos mesmos geradores observados nas demais simulações, em vermelho, o GMG da barra 105, em azul, da barra 110, e em verde, da barra 111.

Figura 17 - Simulações das microrredes com sobrecarga em operação isolada. (a) frequência na desconexão, (b) frequência durante o paralelismo, (c) tensão na desconexão, (d) tensão durante o paralelismo, (e) ângulo da tensão, (f) ângulo da tensão na desconexão.



Fonte: Autor.

Em (a), estão apresentadas as frequências dos mesmos durante os momentos que circundam a desconexão das microrredes da rede de distribuição, é possível observar que a oscilação de frequência não difere muito do caso 3, onde a geração é suficiente para alimentar as cargas, outro aspecto é quanto aos momentos pós isolamento, é possível perceber que a frequência está em constante queda, devido ao desbalanço existente entre a carga e a geração, quando a geração é insuficiente para alimentar a carga. No gráfico (b), durante os momentos que circundam a reconexão do sistema, é possível observar que a frequência das microrredes

sofre grandes oscilações, variando entre algo em torno de 120 e 30 Hz, durante um período de mais de 100 ms, o que deve gerar danos as cargas e geradores, e possivelmente o desligamento das máquinas.

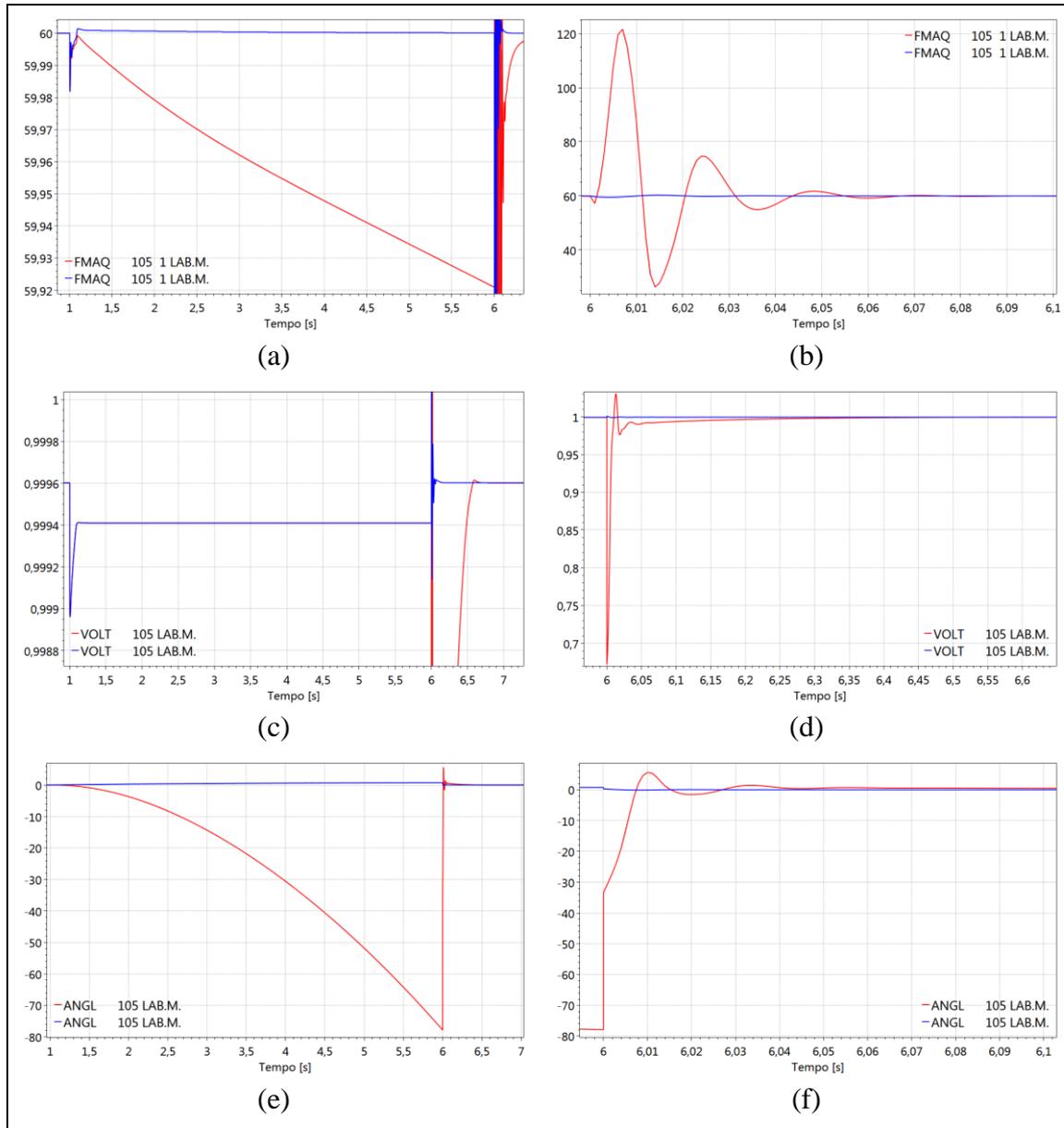
Observando o gráfico (c) vemos que, no momento de desconexão, a oscilação de tensão, assim como a de frequência, não gera grandes efeitos transitórios, apenas um pequeno degrau no módulo da tensão, acompanhado de uma discreta recuperação. Já em (d), o transitório de tensão é acentuado, com queda de até 0,33 p.u. no módulo da tensão do GMG da barra 105, acompanhado de uma rápida ação dos controladores de tensão e de uma recuperação mais lenta após o transitório.

As maiores oscilações foram constatadas em (e), onde estão representados os ângulos dos módulos das tensões nas barras apresentadas. Podemos perceber que, comparado a barra 01, de referência, houve uma grande diferença angular que cresceu até o momento da reconexão. Observando em (f) o momento que circunda a reconexão das microrredes ao sistema de distribuição, o ângulo entre as tensões da rede e das microrredes chega a diferir em 80° , formando no momento da reconexão praticamente um curto-circuito entre ambas as redes, sendo esse o principal responsável pelas graves oscilações de frequência apresentadas em (b), devido a reconexão com grande defasagem angular entre os sistemas. Nessas condições, seria extremamente prejudicial aos GMG's o paralelismo, fazendo com que sofram graves danos.

A partir da Figura 18 podemos observar de melhor maneira as diferenças entre os casos 3 e 5. Nela estão apresentadas as curvas de operação do GMG da barra 105 da região 1 durante o caso 3, em azul, e o caso 5, em vermelho.

Em (a), fica evidente o afundamento de frequência devido ao sobrecarregamento da microrrede. A defasagem entre as frequências no momento da reconexão à rede de distribuição é de aproximadamente 0,07 Hz, o que não justifica a oscilação entre 120 e 30 Hz no momento da reconexão, apresentados em (b). Em (c), estão os detalhes de tensão, uma breve queda de curta duração, sofrido na desconexão, atingindo rapidamente um novo ponto de equilíbrio, e uma oscilação acentuada, mostrada em (d), que não é justificada pela diferença de tensão no momento anterior ao paralelismo para o momento subsequente, cerca de 0,0002 p.u.. Já em (e), podemos notar que a diferença angular entre ambos os casos é muito grande, isso foi causado devido à desaceleração progressiva do conjunto de máquinas da região 1, saindo do sincronismo, em (f) isso fica evidente, quando o ângulo entre as tensões mostra que há uma defasagem muito acentuada entre as formas de onda de tensão, o que gera os principais distúrbios.

Figura 18 - Comparação entre os casos 3 e 5. (a) frequência durante a operação isolada, (b) frequência na reconexão, (c) tensão durante operação isolada, (d) tensão na reconexão, (e) ângulo da tensão, (f) ângulo da tensão na reconexão.



Fonte: Autor.

Diante disso, apesar das simulações convergirem, não há como operar com microrredes sobrecarregas, oscilações em grandezas importantes como a frequência elétrica podem fazer com que o sistema entre em colapso, sofrendo desligamento parcial ou total da microrrede, podendo inclusive causar avarias em equipamentos da rede, geradores ou cargas. O paralelismo de microrredes com outros sistemas de distribuição, de maneira inapropriada, geram grandes transitórios. Tudo isso evidencia a necessidade de dispor de um dispositivo de controle que garanta os três parâmetros básicos para o paralelismo entre sistemas de energia elétrica, sistemas operando na mesma frequência, mesma tensão e defasagem angular.

6. CONCLUSÃO

Diante do que foi apresentado, todos objetivos do trabalho foram atingidos. Foi desenvolvida uma metodologia para analisar os efeitos do paralelismo de GMG's diesel em redes de distribuição de energia, com o efeito de controlar a demanda elétrica e formar microrredes com capacidade suficiente para o paralelismo com a rede e a operação isolada.

Segundo os estudos, a metodologia aplicada funcionou de forma eficiente, atingindo os objetivos. Foi desenvolvido um modelo de uma rede de distribuição, onde a metodologia pode ser aplicada com sucesso.

Os resultados obtidos foram animadores e revelaram que não há maiores problemas no paralelismo entre GMG's de *backup* com a rede de distribuição, desde que seja realizado respeitando as normas e recomendações técnicas. A partir da conexão dos GMG's, os níveis de tensão foram otimizados em todo o alimentador, isso nos mostra que, além de tornar o sistema mais eficiente, devido a geração ser próxima da carga, aliviando os alimentadores e reduzindo as perdas elétricas, há também um ganho na qualidade de energia.

Outro objetivo atingido foi quanto a formação de microrredes. Diante do caso estudado, a modelagem da rede mostrou que há possibilidade de formação de até três microrredes distintas, sendo que duas podem ser conectadas em paralelo. A disposição dos geradores no caso estudado, possibilitou que isso fosse possível, porém, se ocorrer uma interrupção no fornecimento de energia, considerando as condições de máxima demanda lida, uma grande fatia da carga ficará sem energia elétrica.

Foram realizadas diversas simulações, onde se buscou encontrar os limites de cada uma das microrredes e os seus efeitos no sistema. Foi constatado que há uma possibilidade real de formar microrredes no caso estudado, os níveis de tensão e frequência se mantiveram dentro dos recomendados pela IEEE e pelas normas brasileiras.

As microrredes foram testadas individualmente, tanto visando o melhor desempenho com a máxima carga possível quanto com o limite de convergência dos casos estudados, também foi desenvolvido um caso de paralelismo entre duas das três microrredes. Os casos extremos, aqueles em que foi atingindo o limite de convergência, mostraram que as oscilações causadas durante o paralelismo entre microrrede e rede são de grandes amplitudes, principalmente quanto a diferença fasorial entre ambas as redes, tornando o paralelismo inviável. Os demais casos mostraram bom desempenho, com transitórios de baixa amplitude e curta duração. Para o caso de paralelismo entre duas microrredes, os transitórios também

tiveram baixa amplitude e curta duração, porém o sistema ficou consideravelmente mais lento, operando dentro dos níveis aceitáveis de frequência, se corrigindo aos poucos, até atingir o nível ideal.

Quanto às oscilações, crescem proporcionalmente com a diferença de frequência, mas são mais acentuadas a medida que a diferença fasorial aumenta, o que mostra a importância de um dispositivo que sincronize ambas as redes. A operação em um sistema real é totalmente dependente de um sistema de sincronismo, e se aproxima do ideal quando é aliado a outros, como sistemas de monitoramento constante do tipo SCADA.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Estudos sobre problemas e soluções para o sistema de proteção de distribuição de energia quando operando com fluxo bidirecional e/ou microrredes.

Estudo econômico considerando a operação isolada, operação em paralelo e operação em paralelo com venda de excedentes de energia.

Introduzir bancos de baterias na rede apresentada observando como se comportariam os GMG's das microrredes em operação isolada com variação de carga.

Estudos quanto ao comportamento da rede quando em operação isolada com a inserção de geração de energia intermitente solar/eólica, observando o desempenho do sistema quanto a qualidade de energia e o desempenho dinâmico dos GMG's.

REFERÊNCIAS

- AES ELETROPAULO. **NT 6.010: Requisitos Mínimos Para Interligação de Gerador de Consumidor Secundário com a Rede de Distribuição da Eletropaulo Metropolitana com Paralelismo Momentâneo Nota Técnica.** , 2010.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição.** , 2010.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.** , 2017.
- ANEEL. **Informações Gerenciais - 1º trimestre de 2018.** , 2018a.
- ANEEL. **Informações Gerenciais - 3º trimestre de 2018.** , 2018b.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** , 2018c.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 235, de 14 de novembro de 2006.** , 2006.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.** , 2010.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012.** , 2012a.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 506, de 04 de setembro de 2012.** , 2012b.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Aneel, 2015.
- ANSELMINI, F. J.; LUCCHESI, F. C. **Levantamento De Dados E Análise Para Melhoria Do Fluxo De Potência Na Rede De Distribuição Da Universidade Federal De Santa Maria.** 2017
- BELLIDO, M. M. H. **Microrredes Elétricas: uma proposta de implementação no Brasil.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.
- CEMIG D. **ND 5.31: Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão.** , 2018.
- CEPEL. **ANAREDE - Análise de Redes Elétricas.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>>. Acesso em: 10 mar. 2019a.
- CEPEL. **ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/anatem-analise-de-transitorios-eletromecanicos.htm>>. Acesso em: 10 mar. 2019b.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas.** 5º ed. McGraw Hill, 2013.
- CHE, L.; KHODAYAR, M. E.; SHAHIDEHPOUR, M. Adaptive Protection System for Microgrids: Protection practices of a functional microgrid system. **IEEE Electrification Magazine**, v. 2, n. 1, p. 66–80, mar. 2014.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks.** IET RENEWABLE ENERGY SERIES 6, 2009.

COPEL DISTRIBUIÇÃO. **Norma Técnica COPEL 905100: Acesso de geração distribuída ao sistema da Copel.** , 2017. Disponível em:
<[http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/\\$FILE/905100.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/$FILE/905100.pdf)>

CPFL. **GED-33: Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL.** , 2017.

ELEKTRO. **Norma ND.65: Conexão de geradores em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão da Elektro.** , 2016.

ENEL. **Especificação Técnica no.35: Consumidor Autoprodutor de Energia.** , 2018a.

ENEL. **Especificação Técnica no. 131: Conexão de Central Geradora de Energia ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Rio/Enel Distribuição Ceará.** , 2018b.

ENERGISA. **NDU 019: Exigências mínimas para interligação de gerador de consumidor primário com a rede de distribuição da Energisa com paralelismo permanente.** , 2010.

FOGLI, G. A. **Controle de Conversor Multifuncional Aplicado a um Sistema de Geração Distribuída Despachavel Baseado em um Grupo Motor Gerador Diesel.** Universidade Federal de Juiz de Fora, 2014.

GALDINO, J. C. DA S. **Apostila para o curso: Manutenção de ferrovia – Eletrotécnica II.** 2011.

GONÇALVES FILHO, F. M.; GARBELINI, L. M.; IZYCKI, L. G. **Estudo de Caso para Implantação de Grupo Moto-Gerador na Universidade Tecnológica Federal do Paraná.** Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2014.

HATZIARGYRIOU, N. D. et al. Quantification of economic, environmental and operational benefits due to significant penetration of Microgrids in a typical LV and MV Greek network. **Electrical Energy Systems**, v. 21, n. 2, p. 1217–1237, 2011.

HERMAN, D. et al. Investigation of the Technical and Economic Feasibility of Micro-Grid Based Power Systems. **EPRI**, v. 3, p. 108, 2001.

HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. Microgrid Protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1332–1353, 2017.

HOSSAIN, E. et al. Microgrid testbeds around the world: State of art. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 132–153, 2014.

HOU, C.; HU, X.; HUI, D. **Hierarchical control techniques applied in micro-grid.** 2010 International Conference on Power System Technology. **Anais... IEEE**, out. 2010 Disponível em:
<<http://ieeexplore.ieee.org/document/5666418/>>

IEEE. **IEEE 1547 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.** , 2003.

JOON-HWAN LEE; SEUNG-HWAN LEE; SEUNG-KI SUL. Variable-Speed Engine Generator With Supercapacitor: Isolated Power Generation System and Fuel Efficiency. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 45, n. 6, p. 2130–2135, 2009.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R. Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1821–1831, nov. 2006.

KENNEDY, J.; CIUFO, P.; AGALGAONKAR, A. Intelligent load management in microgrids. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–8, 2012.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** Volume 3 ed. 2008.

KOSOW, I. L. **Máquinas Elétricas e Transformadores.** 4ª ed. Editora Globo, 1982.

LI, Z. et al. Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1289–1310, 2017.

LIMA, R. L.; MOTTER, D.; VIEIRA JR., J. C. DE M. **Análise de estratégias aplicadas ao ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos**. Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática. **Anais**. 2014

LUCCHESI, F. C. et al. **Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018 ANÁLISE. **Anais**. 2018

LUIZ, C. M.; BRAZ, A. S.; PEREIRA JR, I. H. **Impactos da Geração Distribuída para Proteção dos Sistemas Elétricos**. XI Seminário Técnico de Proteção e Controle. **Anais**. 2012

MALINOWSKI, J.; KADERLY, K. Peak shaving - a method to reduce utility costs. p. 41–44, 2004.

MARDEGAN, C. Proteção e seletividade, Capítulo XI - Proteção de geradores. **O setor elétrico**, p. 28–38, 2010.

MENDONÇA, L. P. **Introdução às Microrredes e seus Desafios**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

MME. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 6 mar. 2019.

NIWAS, R.; SINGH, B. Solid-state control for reactive power compensation and power quality improvement of wound field synchronous generator-based diesel generator sets. **IET Electric Power Applications**, v. 9, n. 6, p. 397–404, 1 jul. 2015.

PAIXÃO JÚNIOR, U. C. et al. **Qualidade do Suprimento de Energia Elétrica no Laboratório de Sistemas Híbridos e Minirredes do GEDAE/UFPA**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018. **Anais...** 2018 Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/221>>

PANDIARAJ, K. et al. Centralised control of diesel gen-sets for peak shaving and system support. **IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 149, n. 2, p. 126, 2002.

PARHIZI, S. et al. State of the art in research on microgrids: A review. **IEEE Access**, v. 3, p. 890–925, 2015.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Elsevier - Energy Policy**, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.

PEREIRA, J. C. **Motores e geradores: Princípios de funcionamento, instalação, operação e manutenção de grupos diesel geradores**. 2015.

PRASAI, A. et al. **Protection of meshed microgrids with communication overlay**. 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. **Anais...** IEEE, set. 2010 Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5618074/>>

RODRIGUES, I. R. A.; CONTI, A. DE. **Desafios na Proteção de Microrredes**. VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. **Anais**. 2015

SCANIA. **Manual do Operador - Motor SCANIA DC16**. 2007.

TASDIGHI, M. et al. Residential Microgrid Scheduling Based on Smart Meters Data and Temperature Dependent Thermal Load Modeling. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 1, p. 349–357, 2014.

TIBOLA, J. R. et al. Modeling and speed control design of an ethanol engine for variable speed gensets. **Elsevier - Control Engineering Practice**, v. 35, p. 54–66, 2015.

TSIKALAKIS, A. G.; HATZIARGYRIOU, N. D. **Centralized control for optimizing microgrids operation**. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** IEEE, jul. 2011Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6039737/>>

UFSM. **A área da Cidade Universitária**. Disponível em: <<http://coral.ufsm.br/revista/numero03/registro08.html>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

UFSM. **UFSM em números**. Disponível em: <<https://portal.ufsm.br/ufsm-em-numeros/publico/painel.html?categoria=700>>. Acesso em: 20 dez. 2018.

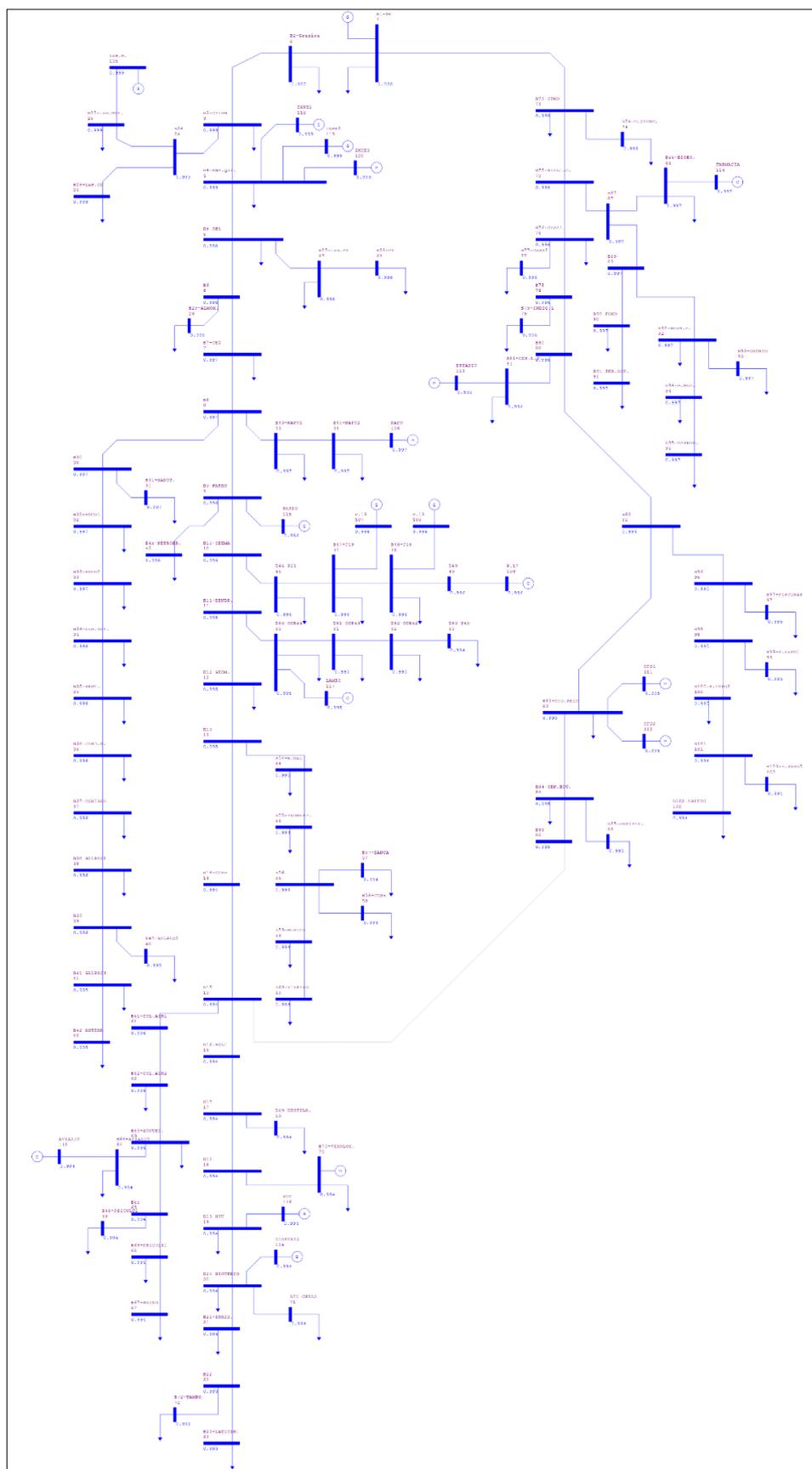
USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; USTUN, A. Fault Current Coefficient and Time Delay Assignment for Microgrid Protection System with Central Protection Unit. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 598–606, 2013.

USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. Modeling of a Centralized Microgrid Protection System and Distributed Energy Resources According to IEC 61850-7-420. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1560–1567, ago. 2012a.

USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. **Simulation of communication infrastructure of a centralized microgrid protection system based on IEC 61850-7-420**. 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). **Anais...** IEEE, nov. 2012bDisponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6486033/>>

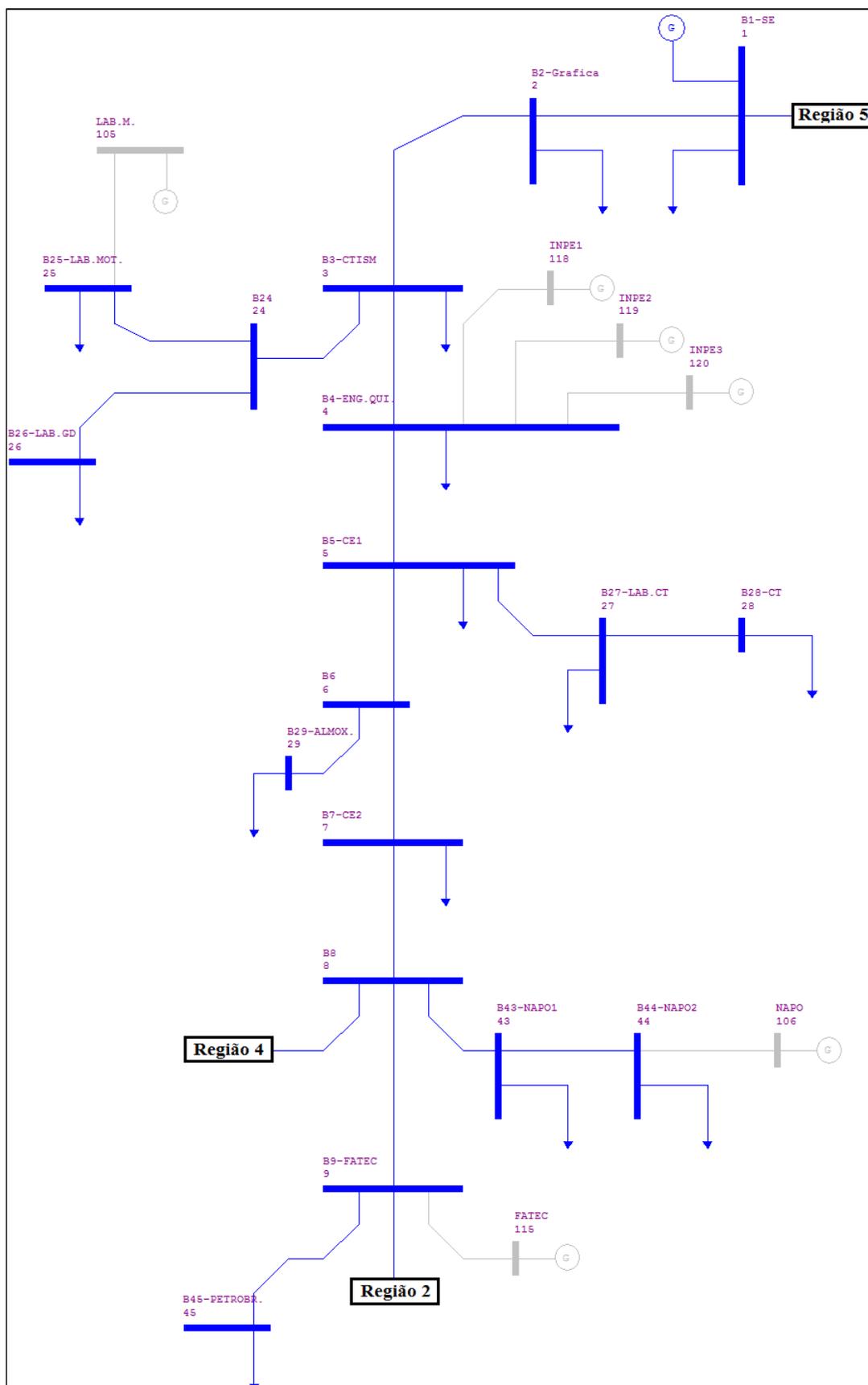
ZHAO, Z. et al. Multiple-time-scales hierarchical frequency stability control strategy of medium-voltage isolated microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n. 8, p. 5974–5991, 2016.

APÊNDICE A – REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DA UFSM

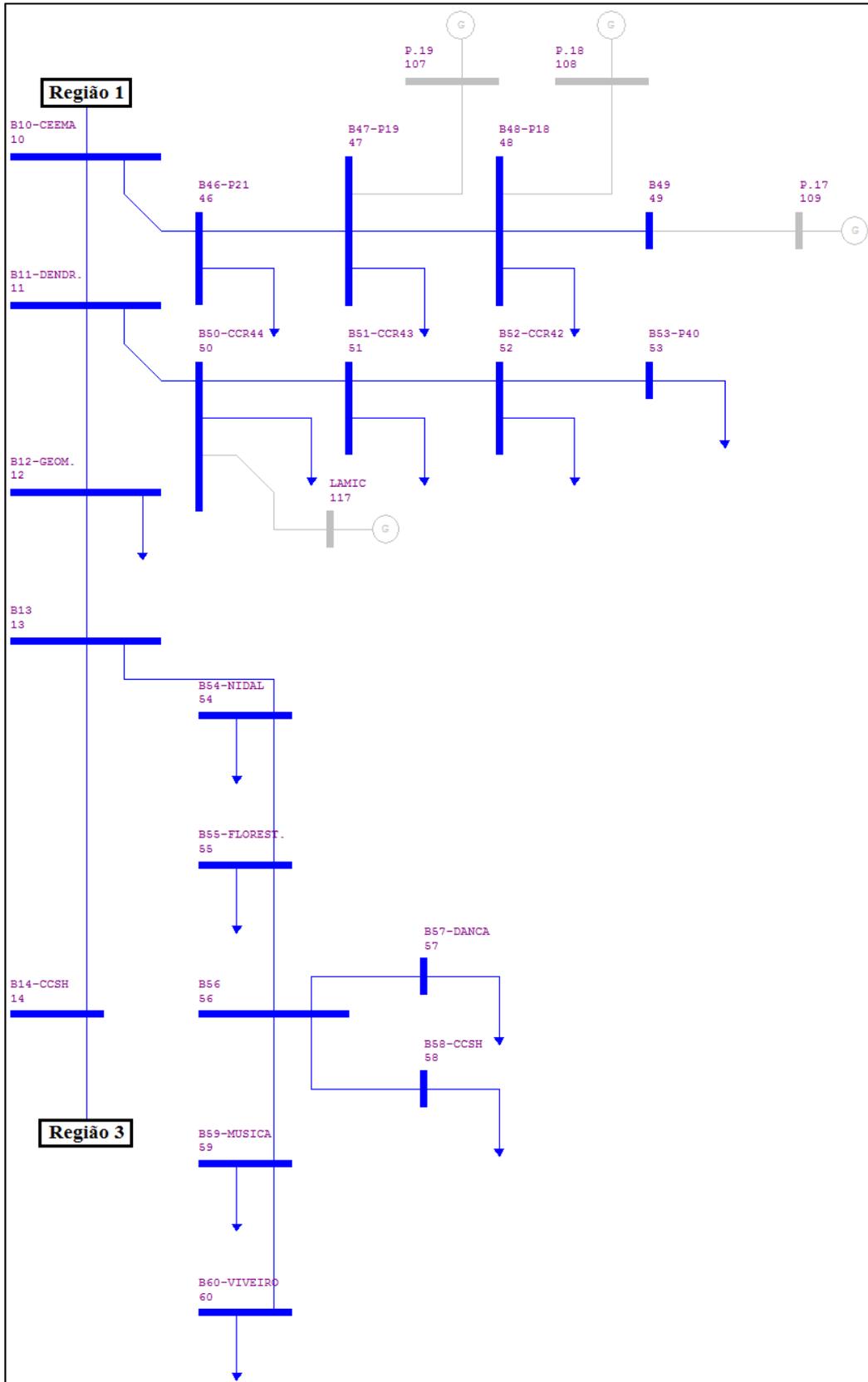


APÊNDICE B – REGIÕES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

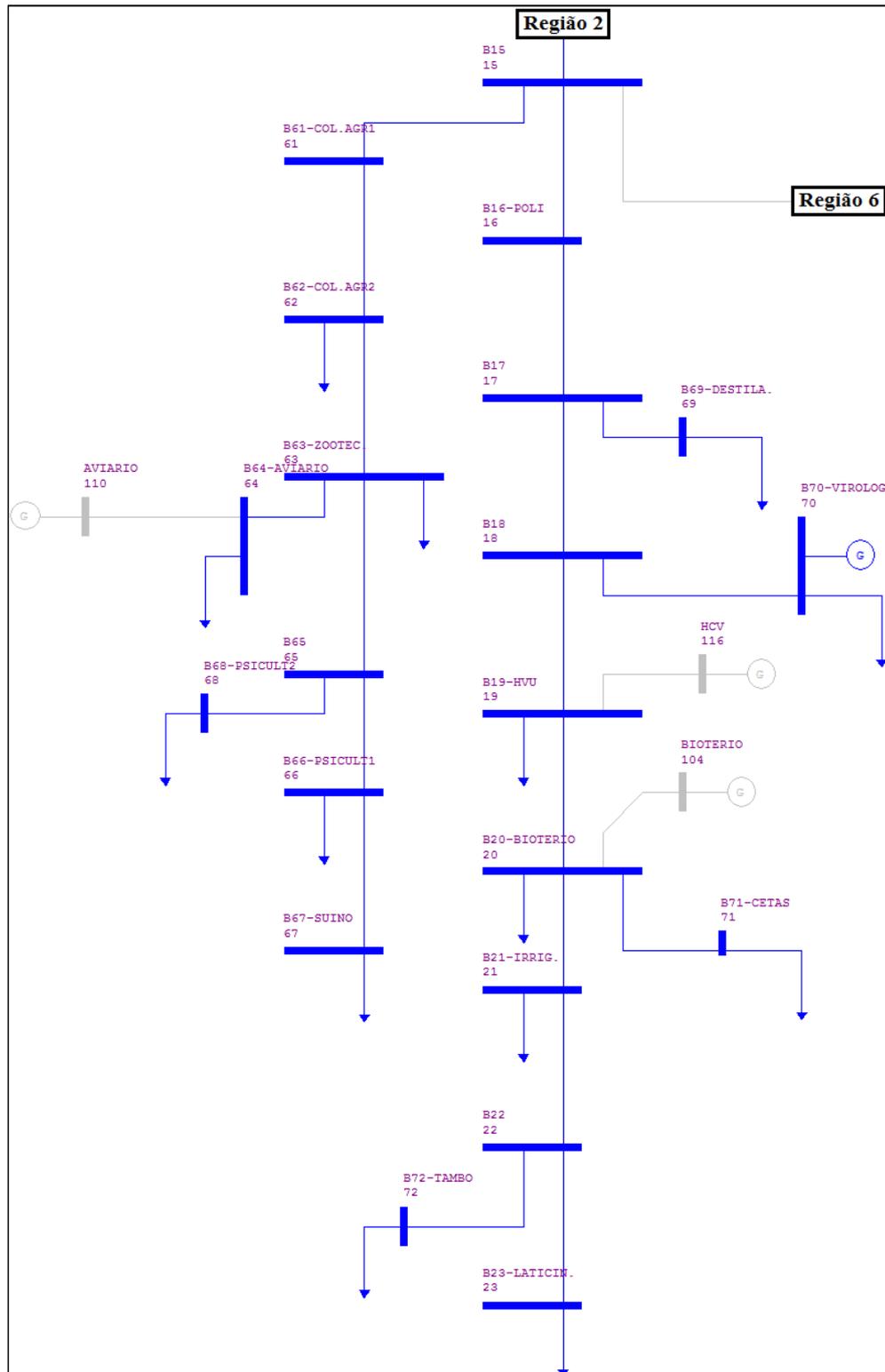
Região 1



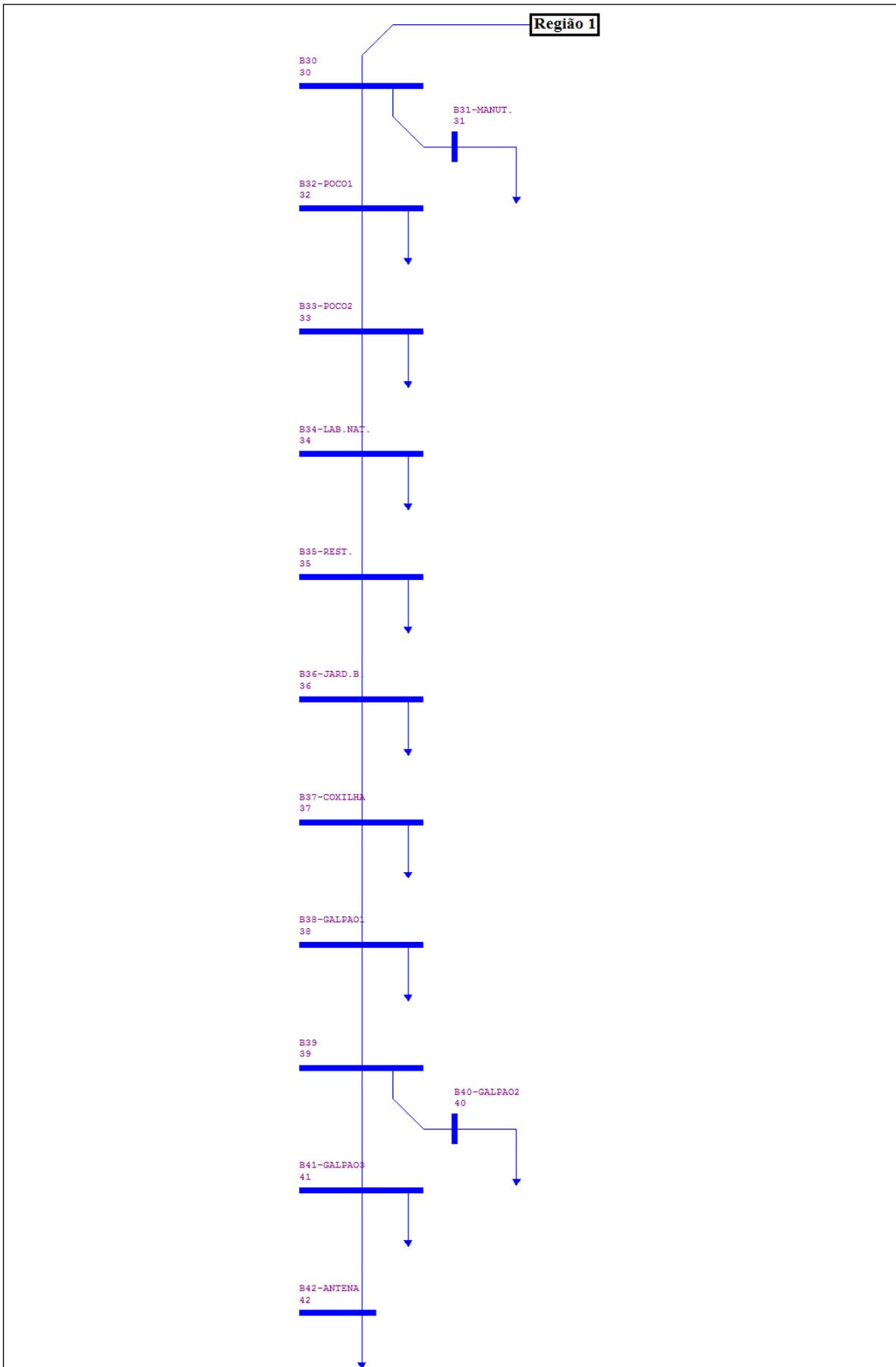
Região 2



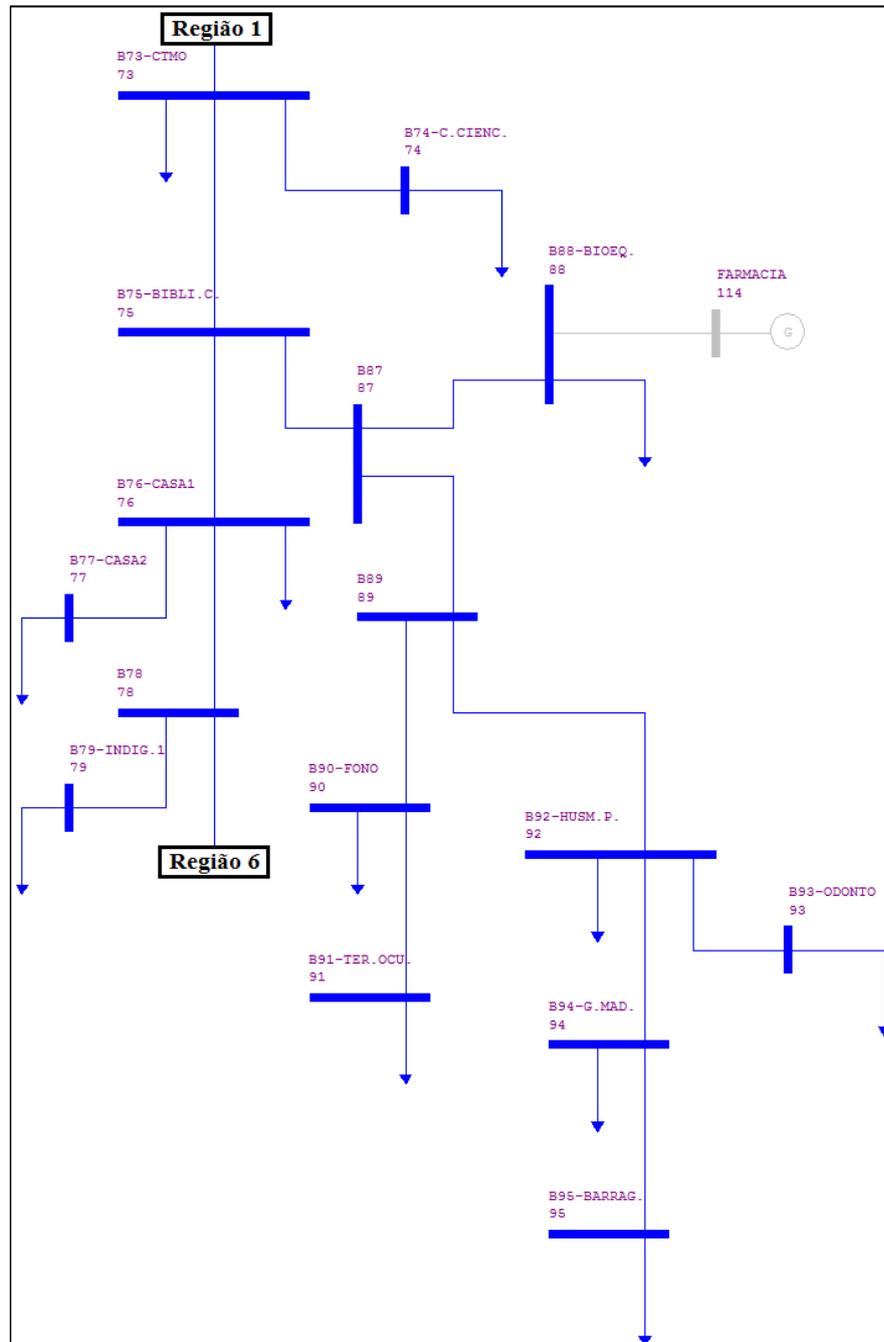
Região 3



Região 4



Região 5



Região 6

