



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UMA PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CORTE DE CARGA EM**  
**MICRORREDES ILHADAS**

**Bruno de Nadai Nascimento**

**Janeiro de 2016**

**Itajubá – MG**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**

**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Bruno de Nadai Nascimento**

**UMA PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CORTE DE CARGA EM  
MICRORREDES ILHADAS**

**Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Mestre em Ciências da Engenharia Elétrica.**

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Antonio Carlos Zambroni de Souza, Ph.D.

**Orientador:** João Guilherme de Carvalho Costa, Dr.

**Janeiro de 2016**

**Itajubá – MG**

# **UMA PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CORTE DE CARGA EM MICRORREDES ILHADAS**

Bruno de Nadai Nascimento

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciência em Engenharia Elétrica, e julgada pela banca examinadora abaixo.

## **BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida  
**Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP**

---

Prof. Ph.D.. Benedito Donizeti Bonatto  
**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**

---

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa  
**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**

---

Prof. Ph.D. Antonio Carlos Zambroni de Souza  
**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

**ANEXO I**  
**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

Título da Dissertação: **“Uma proposta de metodologia de corte de carga em microrredes ilhadas”**

Autor: **Bruno de Nadai Nascimento**

**JULGAMENTO**

Examinadores	Nota Individual (0 a 10)	Rubrica
2º	10	
3º	10	
4º	10	
<b>Nota Final da Banca**:</b>		10

**Observações:**

- (1) O Trabalho será considerado **Aprovado** se a média das notas atribuídas pela Banca for maior ou igual a 7 (sete).
- (2) O Trabalho será considerado **Reprovado** se a média das notas atribuídas pela Banca for menor que 6 (seis), neste caso o aluno será desligado do programa.
- (3) O Trabalho será considerado **Insuficiente** se a média das notas atribuídas pela Banca for igual ou superior a 6 (seis) e abaixo de 7 (sete). Neste caso consultar o artigo 27º da Norma dos Cursos de Mestrado Acadêmico da UNIFEI.
- (4)\*\* Quando a banca ocorrer por vídeo ou web conferência, a Nota Final deve ser a média simples das notas atribuídas por todos os examinadores, inclusive do examinador que participa de forma remota. Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 15 de fevereiro de 2016.

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto  
2º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa  
3º Examinador (Coorientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza  
4º Examinador (Orientador) - UNIFEI

*Dedico este trabalho a todos aqueles que,  
direta ou indiretamente, contribuíram para  
sua elaboração.*

*[...] “Segundo o velho ditado, é melhor viajar com esperança do que chegar. Nossa busca por descobertas alimenta nossa criatividade em todos os campos, não só na ciência. Se atingíssemos a meta, o espírito humano definharia e morreria. Mas não acredito que um dia chegaremos a nos deter: cresceremos em complexidade se não em profundidade e sempre seremos o centro de um horizonte de possibilidades em expansão.” – Steven Hawking (O Universo em uma Casca de Noz, 2001.)*

## **AGRADECIMENTOS**

Na certeza de que toda criatura tem um criador, agradeço primeiramente a Deus, pela Beleza, pela Sabedoria e pela Força. À vida, destes a beleza; em minhas escolhas, sabedoria; e a partir das escolhas, força para sustentá-las.

Aos meus pais, João e Elvira, e meu irmão, Matheus, por serem tudo o que tenho de melhor na minha vida. Sem vocês os sonhos que tenho, incluindo o deste passo, seriam em vão.

Ao meu orientador, Prof. Zambroni, um agradecimento especial por ter me dado o privilégio de ser um dos seus orientados e por me mostrar que “cabeça erguida, trabalho duro e coração humilde” são o alicerce para qualquer desafio. Sua atenciosa orientação foi fundamental neste trabalho. Menciono ainda sua esposa, Marli, por toda atenção e carinho.

Ao meu co-orientador, Prof. João Guilherme, por ter aceitado o convite de contribuir com este trabalho. Suas ideias, paciência, atenção e dedicação foram de suma importância.

Aos amigos que Itajubá me presenteou, Pedro Braga, Pedro Bertão, Watson Peres, Aurélio Coelho, Denisson Oliveira, Diogo Marujo, Francisco Portelinha Jr., Renan Lima, Fernando Borborema, Silas Souza, Lucas Ramalho, Raquel Félix, Matheus Zambroni, Guilherme Oraboni e Davi Febba. Um sentimento especial de carinho e gratidão por todos, por tudo o que fizeram por mim.

Em especial, agradeço aos (quase) doutores, Denisson, Marujo e Portelinha. Este trabalho não seria o mesmo se não fosse a ajuda técnica, incentivos, críticas e desafios de vocês. Foi e será sempre uma honra para mim ter trabalhado ao lado de vocês.

Aos amigos de Vilhena, que mostraram o quão valorosas são as amizades e que não se perdem com o tempo ou distância. Obrigado pelo incentivo e pelos momentos de descontração durante a escrita deste trabalho. Em especial, Victor Tirapelli, Bruno Vanzin, Adriano Vanzin, Rafael Maziero, Liomar Maraschin e José Blázio Jr.

Aos meus professores de graduação, Romeu Reginatto e Roberto Lotero. Por terem sido grandes incentivadores em minha formação acadêmica.

Aos colegas do GESis, por proporcionarem um ambiente especial de trabalho e pesquisa.

A toda comunidade da UNIFEI, em especial aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, por me darem o orgulho de carregar em minha formação o nome dessa universidade.

A todos os amigos e familiares, que tão bem me fizeram ao longo desse tempo com palavras de apoio, motivação e carinho. Em especial, agradeço meus tios Campos e Regina, Irineu e Rejanir, Marcos e Agtha, por terem sido grandes influências em minha vida.

À CAPES, agradeço pelo suporte financeiro.

Como disse Ulisses:

*“Se um dia contarem minha história, que digam que andei com gigantes.”*



## RESUMO

Dentro do atual cenário de penetração de recursos energéticos distribuídos nos sistemas elétricos de potência, as microrredes têm se tornado uma potencial solução no que diz respeito à integração desse tipo de tecnologia. A figura de um centro supervisor que automatize a operação é o que garante a capacidade de uma microrrede continuar fornecendo energia mesmo após um ilhamento, ou seja, quando é desconectada da rede principal. Este trabalho apresenta uma metodologia capaz de ser aplicada em um centro supervisor de microrredes desprovido de controle secundário e terciário, contemplando apenas o controle primário de *droop* dos geradores. Essa metodologia se baseia em uma política de corte de carga seletivo, isto é, inserem-se classes de prioridades em todas as cargas de modo que serviços essenciais sejam preservados em um cenário adverso, sendo os níveis de frequência e tensão, caso necessário, restabelecidos através do corte de cargas de menor prioridade. Consideram-se dois algoritmos para a execução do corte: um por subfrequência, que distribuirá entre todas as barras de uma classe o valor excedente de potência a ser cortado; e um por subtensão, que utiliza uma modificação na matriz Jacobiana complementada com a técnica do vetor tangente na determinação de barras mais susceptíveis, tendo em vista que essa política de corte deve ser regional. Para determinação dos estados da microrrede, é apresentado um fluxo de potência contínuo no tempo considerando a intermitência da geração renovável e complementado com *droop* e banco de baterias. Ao final, o algoritmo proposto é integrado em um ambiente de avaliação probabilística baseado em Simulação Monte Carlo para a seleção de cenários de carga, velocidade de vento e radiação solar, o que possibilita o cálculo de índices de desempenho da microrrede em operação ilhada (e.g., probabilidade de corte de carga, probabilidade de subtensão, etc.). Os resultados obtidos demonstram a eficácia do método proposto, comprovando que uma microrrede pode fornecer energia dentro de limites de segurança a todos os consumidores ditos essenciais. São utilizados dois sistemas testes do IEEE na validação dos resultados.

## ABSTRACT

In the current scenario of penetration of distributed energy resources in electric power systems, microgrid has become a potential solution regarding the integration of this new type of technology. A microgrid supervisory center that automates the operation is responsible to ensure the ability of the system to continue providing power even after an islanding, i.e., when it is disconnected from the main grid. This work presents a methodology to be applied in a microgrid supervisory center devoid of secondary and tertiary control. This methodology is based on selective load shedding schemes, that is, the loads of microgrids are classified in different levels of priority. In this proposed method, loads with essential services are preserved in adverse scenarios within safe operation limits by shedding low priority loads to restore frequency and voltage, if necessary. There are two algorithms considered for the load shedding execution: one based on underfrequency, which distributes among low priority buses the excess of power to be shedding; and another based on undervoltage, which uses a modification of the Jacobian matrix complemented with the tangent vector technique in determining the more likely buses to have load shedding, considering that this scheme is local. To determine the microgrid states, a time continuous load flow considering intermittence of renewable generations and complemented with droop in generators and battery banks is presented. Finally, this load flow algorithm is integrated in a probabilistic evaluation environment based on Monte Carlo simulation to determine different scenarios of load, wind velocity and solar irradiance, which enable the computation of performance index of microgrid in islanded operation (e.g. probability of load shedding, probability of undervoltage, and so forth). The results demonstrate the effectiveness of the proposed method: the microgrid can operate supplying energy within safe limits for all high priorities consumers. Two IEEE test systems are used to validate the results.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Desenho esquemático do controle em uma microrrede. ....	10
Figura 2.2 – Curva de <i>droop</i> característica de um gerador despachável. ....	13
Figura 2.3 – Modelo exponencial simples de uma célula fotovoltaica [47]. ....	16
Figura 2.4 – Variação da potência de saída em relação a diferentes níveis de irradiação solar para um módulo a 25°C. ....	19
Figura 2.5 - Variação da potência de saída em relação a diferentes níveis de temperatura para um módulo operando com uma incidência solar de 1000W/m <sup>2</sup> . ....	19
Figura 2.6 – Curva de potência de uma WT em função da velocidade do vento. ....	21
Figura 3.1 – Esquema de geração renovável e baterias na formulação do fluxo de potência. .	30
Figura 3.2 – Rotação de eixos para as impedâncias das linhas .....	31
Figura 3.3 – Fluxograma do algoritmo utilizado par ao cálculo do fluxo de potência em microrredes ilhadas. ....	35
Figura 3.4 – Fluxograma do algoritmo de corte de carga. ....	42
Figura 3.5 – Curvas genéricas de distribuições de probabilidade uniforme e normal. ....	44
Figura 3.6 – Diagrama esquemático do processo de amostragem da SMC. ....	45
Figura 3.7 – Fluxograma do algoritmo da SMC utilizado no trabalho. ....	49
Figura 4.1 - Topologia do sistema IEEE 14 Barras. ....	54
Figura 4.2 – Variáveis climáticas e de carga pertencentes ao instante de tempo considerado na análise do sistema IEEE 14 Barras. ....	55
Figura 4.3 – Curva carga <i>versus</i> geração do sistema IEEE 14 Barras. ....	55
Figura 4.4 – Penetração de geração renovável no sistema IEEE 14 Barras. ....	56
Figura 4.5 - Comportamento das baterias no sistema IEEE 14 Barras. ....	57
Figura 4.6 - Perfil de frequência do sistema IEEE 14 Barras. ....	57
Figura 4.7 - Perfil de tensão das barras que apresentaram subtensão do sistema IEEE 14 Barras. ....	58
Figura 4.8 - Corte de carga por subfrequência no sistema IEEE 14 Barras. ....	58
Figura 4.9 – Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 14 Barras, com a técnica do Vetor Tangente. ....	59
Figura 4.10 - Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 14 Barras, sem a técnica do Vetor Tangente. ....	60

Figura 4.11 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 14 Barras, sem o corte de carga por subfrequência.....	63
Figura 4.12 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 14 Barras, após o corte de carga por subfrequência.....	64
Figura 4.13 – Mínima tensão do sistema IEEE 14 Barras para o mês de setembro. ....	64
Figura 4.14 – Topologia do sistema teste IEEE 13 Barras.....	68
Figura 4.15 – Variáveis climáticas e de carga pertencentes ao instante de tempo considerado na análise do sistema IEEE 13 Barras. ....	69
Figura 4.16 – Curva carga <i>versus</i> geração do sistema IEEE 13 Barras. ....	69
Figura 4.17 - Penetração de geração renovável no sistema IEEE 13 Barras. ....	70
Figura 4.18 - Comportamento das baterias no sistema IEEE 13 Barras.....	70
Figura 4.19 - Perfil de frequência do sistema IEEE 13 Barras.....	71
Figura 4.20 - Perfil de tensão das barras de carga que apresentação subtensão no sistema IEEE 13 Barras.....	71
Figura 4.21 - Corte de carga por subfrequência no sistema IEEE 13 Barras. ....	72
Figura 4.22 - Perfil do corte de carga por subfrequência para o sistema IEEE 13 Barras .....	72
Figura 4.23 – Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 13 Barras, com o Vetor Tangente. ....	73
Figura 4.24 – Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 13 Barras, sem o Vetor Tangente. ....	74
Figura 4.25 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 13 Barras, sem corte de carga. ....	77
Figura 4.26 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 13 Barras, após o corte de carga por subfrequência.....	78
Figura 4.27 – Mínima tensão do sistema IEEE 13 Barras para o mês de setembro.....	78
Figura 4.28 – Comportamento dos índices de LOLP frente ao número de amostras.....	79
Figura 4.29 - Comportamento do índice de EENS frente ao número de amostras.....	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros de um módulo fornecidos pelo fabricante [47].....	17
Tabela 2.2 – Parâmetros calculados em condições padrões ( $S=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$ ) .....	18
Tabela 2.3 – Classificação dos consumidores segundo a resolução 414 da ANEEL.....	24
Tabela 3.1 – Política de corte de carga por subfrequência. ....	37
Tabela 3.2 – Política do corte de carga por subtensão.....	40
Tabela 4.1 – Carga do sistema IEEE 14 Barras.....	52
Tabela 4.2 - Geração renovável e baterias do sistema IEEE 14 Barras.....	52
Tabela 4.3 – Geração renovável e baterias do sistema IEEE 14 Barras .....	53
Tabela 4.4 – Ordem de corte de carga por subtensão segundo o Vetor Tangente para subtensão na Barra 14 do sistema IEEE 14 Barras.....	59
Tabela 4.5 – LOLP e EENS mensais do sistema IEEE 14 Barras para subfrequência .....	61
Tabela 4.6 – LOLP e EENS mensais do sistema IEEE 14 Barras para subtensão .....	61
Tabela 4.7 – Probabilidade subtensão sem corte de carga no sistema IEEE 14 Barras .....	62
Tabela 4.8 – Probabilidade de subtensão com corte de carga por subfrequência no sistema IEEE 14 Barras .....	62
Tabela 4.9 – Cargas do sistema IEEE 13 Barras .....	66
Tabela 4.10 - Geração renovável e baterias do sistema IEEE 14 Barras.....	66
Tabela 4.11 - Geração despachável do sistema IEEE 13 Barras. ....	67
Tabela 4.12 - Relação X/R do sistema IEEE 13 Barras .....	67
Tabela 4.13 – Ordem de corte de carga por subtensão segundo o Vetor Tangente para subtensão na Barra 675 do sistema IEEE 13 Barras.....	73
Tabela 4.14 – LOLP e EENS mensais do sistema IEEE 13 Barras para corte de carga por subfrequência.....	74
Tabela 4.15 - LOLP e EENS mensal do sistema IEEE 13 Barras para corte de carga por subtensão .....	75
Tabela 4.16 - Probabilidade subtensão sem corte de carga no sistema IEEE 13 Barras .....	76
Tabela 4.17 – Probabilidade de subtensão com corte de carga por subfrequência no sistema IEEE 13 Barras .....	76

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;
- CEP: Conversor Eletrônico de Potência;
- CGH: Central Geradora Hidrelétrica;
- CSMR: Centro Supervisório da Microrrede;
- DAE: Dispositivo Armazenador de Energia;
- FER: Fonte de Energia Renovável;
- GD: Geração Distribuída;
- IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
- MMO: *Multi Master Operation*;
- MNR: Método de Newton-Raphson;
- PFV: Painel Fotovoltaico;
- PLL: *Phase-Locked Loop*
- PQ: barras com potência ativa (P) e reativa (Q) definidas
- PQV: barras com potência ativa (P) e reativa (Q) e tensão (V) definidas
- PRODIST  
: Procedimentos de Distribuição
- PV: barras com potência ativa (P) e tensão (V) definidas
- PWM: *Pulse Width Modulation* – Modulação por largura de pulso;
- RI: Redes Inteligentes – *smart-grids*
- SD: Sistema de Distribuição
- SEP: Sistema Elétrico de Potência
- SMC: Simulação Monte Carlo;
- SMO: *Single Master Operation*;
- ST: Sistema de Transmissão;
- VSI: *Voltage Source Inverter* – Inversor fonte de tensão
- VT: Vetor Tangente
- WT: *Wind Turbine* – Turbina Eólica.

# SUMÁRIO

<b>RESUMO .....</b>	<b>I</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>II</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>III</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS .....</b>	<b>VI</b>
<b>SUMÁRIO.....</b>	<b>VII</b>
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	1
1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO E DEFINIÇÃO DO PROBLEMA ABORDADO .....	2
1.3 REVISÃO DA LITERATURA.....	4
1.4 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DO TRABALHO.....	6
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	7
<b>CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E MODELO DOS COMPONENTES DE UMA MICRORREDE.....</b>	<b>9</b>
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	9
2.2 ESTRUTURA DE CONTROLE DA MICRORREDE ÍLHADA .....	9
2.3 MODELO DOS COMPONENTES .....	12
2.3.1 Geração Despachável.....	12
2.3.2 Geração não despachável.....	15
2.3.3 Dispositivos Armazenadores de Energia .....	22
2.3.4 Cargas .....	23
<b>CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA PROPOSTA .....</b>	<b>25</b>
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	25
3.2 FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES ÍLHADAS .....	26
3.2.1 Equações Algébricas do Fluxo de Potência .....	27
3.2.2 Método da Rotação de Eixos .....	30
3.3 PROPOSTA DE CORTE DE CARGA POR SUBFREQUÊNCIA.....	35
3.4 PROPOSTA DE CORTE DE CARGA POR SUBTENSÃO .....	38

3.5 SIMULAÇÃO MONTE CARLO .....	43
3.5.1 Definição das Funções-Testes .....	45
3.5.2 Cálculo da Incerteza das Estimativas .....	47
<b>CAPÍTULO 4 – RESULTADOS .....</b>	<b>50</b>
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	50
4.2 SISTEMA TESTE IEEE 14 BARRAS .....	51
4.2.1 Descrição do Sistema .....	52
4.2.2 Análise para um Período de Tempo Definido .....	54
4.2.3 Validação dos Resultados do Sistema via Simulação Monte Carlo .....	60
4.3 SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS .....	65
4.3.1 Descrição do Sistema .....	65
4.3.2 Análise para um Período de Tempo Definido .....	68
4.3.3 Validação dos Resultados do Sistema via Simulação Monte Carlo .....	74
<b>CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES .....</b>	<b>80</b>
5.1 CONCLUSÕES FINAIS DO TRABALHO .....	80
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	82
5.3 PUBLICAÇÕES DECORRENTE DO TRABALHO .....	83
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>84</b>



## CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

### 1.1 Considerações Iniciais

A sociedade moderna é altamente dependente do suprimento seguro de energia elétrica. As crescentes preocupações relacionadas à disponibilidade de fontes primárias convencionais e ao envelhecimento dos sistemas de transmissão (ST) e distribuição (SD) são os grandes desafios do avanço tecnológico dos atuais sistemas elétricos de potência (SEP), principalmente sob o ponto de vista da segurança, confiabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica [1], [2].

Futuramente, com o emergente avanço nos campos de telecomunicações, computação e eletrônica, os atuais SEPs serão conduzidos a um novo patamar ideal, em que a hierarquia local de geração, transmissão e distribuição é substituída por um ambiente inteligente, totalmente integrado, onde requisitos operacionais, gerenciais e comerciais são perfeitamente atendidos entre todos os agentes através de trocas de informação e serviços. A aplicação massiva dessas ferramentas culmina no conceito de “*smart grids*”, ou, por assim dizer, redes inteligentes (RI).

O conceito de RI refere-se à evolução dos SEPs em aspectos tecnológicos. De acordo com a definição clássica, uma RI é um sistema elétrico que pode inteligentemente integrar todos os agentes conectados a ele – geradores, consumidores e agentes de mercado – de modo a controlar o fluxo de energia, reduzir perdas, melhorar os preços e aproveitar fontes renováveis. Serviços de monitoramento inteligente, controle, comunicação e capacidade de *self-healing* estão fortemente presentes nesse tipo de sistema [3]–[6].

Entre todos os níveis de um SEP é na distribuição que as RI encontram a evolução mais promissora, sendo impulsionada principalmente pelos seguintes itens [1], [2]:

- Facilitar a penetração de geração distribuída, principalmente a proveniente de recursos renováveis;
- Permitir o controle local de demanda, propiciando forte interação entre consumidor e gerador;
- Aliviar e melhorar a qualidade dos ST.

Em síntese, os SDs estão passando cada vez mais da topologia passiva para a ativa, isto é, passando a apresentar fluxo de potência bidirecional, proveniente de geradores distribuídos (GD) ali conectados. Este novo tipo de SD pode fácil e inteligentemente integrar GD, Fontes de Energia Renovável (FER), armazenadores de energia e cargas em um SD através de um Centro Supervisório da Microrrede (CSMR), constituindo assim um novo paradigma nos atuais SD, que passam a receber o nome de microrredes de energia elétrica [7].

As fontes de energia mais presentes nas microrredes são unidades de geração com características modulares e de baixa potência, predominantemente microturbinas a gás, painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas. Todas as unidades são conectadas à rede através de uma interface de eletrônica, os chamados Conversores Eletrônicos de Potência (CEP) [8].

As microrredes representam a forma mais eficaz de conexão de pequenos e médios geradores aos SEPs, sendo um subgrupo das RI. No conceito de microrredes, o conjunto de cargas e GD é visto como um subsistema independente de um sistema principal – com agentes e hierarquias de controle independentes – com fronteiras elétricas muito bem definidas. Normalmente operam em modo conectado, onde compartilham o fluxo de potência com o sistema principal. No entanto, durante perturbações ou por ações de controle, podem desconectar-se e operar de forma ilhada, podendo alimentar de forma normal, ou parcial, as cargas ali conectadas [2], [7], [8].

## 1.2 Contextualização e Definição do Problema Abordado

Em um eventual cenário de ilhamento não intencional, mesmo com um desequilíbrio carga-geração não previsto, uma microrrede deve ser capaz de operar em modo emergencial fornecendo energia elétrica de qualidade para todos os consumidores, ou pelo menos para os prioritários [9]. Dado o fato de que cargas variam ao longo do dia, espera-se que as tensões das barras e a frequência do sistema também variem, podendo o sistema operar com valores abaixo de limites operacionais considerados seguros.

É imprescindível que a operação de microrredes ilhadas seja totalmente segura e de acordo com critérios de desempenho e qualidade padronizados. Nesse contexto, a necessidade de um CSMR capaz de automatizar todo o gerenciamento de recursos e cargas do sistema torna-se vital para sua sobrevivência.

Segundo definido em [8], um CSMR atua nas seguintes funções:

- Gerenciar a compra e venda de energia;
- Previsão de carga e geração;
- Controlar os *set-points* de tensão e frequência dos geradores;
- Minimizar emissões e perdas;
- Controle da conexão e da desconexão de cargas;
- Prover lógica de ilhamento e reconexão da microrrede.

A implementação de um CSMR que atue em todos os itens acima requer uma certa complexidade, refletida principalmente na demanda computacional e tecnologia de telecomunicações capaz de enviar e receber dados em pontos específicos do sistema. Isso possibilita que todos os agentes do sistema se comuniquem de modo a garantir uma operação totalmente regular, segura e otimizada [10].

A exemplo de comunidades rurais que geralmente se encontram no último ponto dos SD, a formação de microrredes é interessante, sendo incentivada principalmente pela baixa confiabilidade do serviço elétrico dessas regiões, resultado direto da distribuição esparsa dos consumidores, grandes distâncias dos sistemas mais modernos e muitas vezes falta de investimento governamental [11], [12].

Embora regiões rurais possam ser potencialmente exploradas em termos de recursos distribuídos (biogás, biomassa, sol, vento, etc.) a falta de investimento se torna um empecilho na criação de microrredes, recaindo principalmente sobre a modernização do sistema [12]. Assim, pode-se considerar como uma alternativa de redução de custo a implementação de um CSMR um pouco mais “rudimentar”, comparado aos encontrados na literatura.

Nesse sentido, espera-se que esse CSMR dito “rudimentar” agregue o mínimo de complexidade e controle e mesmo assim tenha capacidade de preservar a integridade do sistema dentro do possível. A complexa infraestrutura de comunicação e processamento de dados dá lugar a políticas mais simples de sobrevivência, destacando principalmente um corte de cargas hierárquico e análises do estado do sistema via fluxo de potência. Conseqüentemente, o CSMR passa a operar com uma capacidade menor de processamento, tornando-se uma solução mais rentável para microrredes passíveis de poucos investimentos financeiros.

Acima de tudo, a correta implementação de um centro capaz de gerenciar e supervisionar todos os agentes de uma microrrede é o que de fato diferencia uma microrrede de um SD com penetração de GD, e o que contextualiza o principal desafio do trabalho.

### 1.3 Revisão da Literatura

A hierarquia de controle de uma microrrede ilhada é proposta e amplamente detalhada em [13]. Esse trabalho se baseia na concepção de hierarquia de controle referida no padrão ANSI/ISA-95, utilizada em processos de manufatura industrial. A fim de adaptar com a hierarquia de uma microrrede, os autores propõem três níveis de controle:

- 1°. (Controle Primário) – Controle de *droop*, utilizado para emular o comportamento de geradores síncronos de grande porte quando a microrrede se encontra ilhada. A possibilidade da inserção da reatância virtual para melhorar o acoplamento P/f e Q/V se encontra neste nível;
- 2°. (Controle Secundário) – Garante que o sistema opere dentro dos valores especificados de frequência e tensão através da mudança da referência do controle primário. Estratégias de conexão e desconexão do SD pertencem a este nível;
- 3°. (Controle Terciário) – Utilizado quando a microrrede se encontra conectada. Controla o fluxo de potência entre os dois sistemas, levando em consideração principalmente a otimização econômica do despacho.

Sumariamente, a hierarquia de controle acima mostrada constitui a maior aceitação no que diz respeito ao controle de microrredes. A utilização do *droop* predomina na implementação dos Conversores Eletrônicos de Potências (CEPs) de GD de microrredes, substituindo os tradicionais reguladores de velocidade e de tensão, como mostrado em [14]–[19]. A principal vantagem da utilização do controle de *droop* consiste no fato de ele ser apenas uma resposta natural da tensão e da frequência frente a variações de potência, ou seja, dispensa a comunicação entre os geradores nesse nível de controle.

O controle secundário é amplamente estudado na tentativa de restabelecer níveis de tensão e frequência do sistema, conforme mostrado em [20]–[29]. Estes trabalhos utilizam controladores PI para a alteração das referências de tensão e frequência dos conversores, propiciando alternativas de reconexão suave à rede principal. A condição necessária à

execução do controle secundário, bem como o terciário, é a dependência de um bom sistema de comunicação entre os agentes, pois é através dele que o CSMR envia o *set point* a todos os geradores.

A referência [30] apresenta a definição do CSMR e uma formulação matemática do problema de gerenciamento de energia para uma microrrede ilhada. O problema é decomposto em um Fluxo de Potência Ótimo complementado com a técnica de *Unit Commitment*. Este trabalho considera uma microrrede desequilibrada com presença de geração tanto despachável como não despachável.

Ainda na tentativa de padronização do gerenciamento de recursos de uma microrrede, a referência [31] propõe uma alternativa de gerenciamento de recursos de forma a manter consumidores prioritários conectados pelo maior tempo possível. A metodologia é baseada em lógica *Fuzzy*, que controla o algoritmo de tomada de decisão relacionado ao controle de geração e da carga. Este trabalho considera apenas a sobrevivência de cargas de alta prioridade, ou seja, pode-se cortar cargas das classes baixa e média além do necessário à manutenção dos valores de tensão e frequência.

Índices de qualidades, classes de consumidores e possibilidade de corte de carga são padronizados em [32]–[34]. Estes relatórios de agências governamentais estipulam, em uma eventual operação anormal, quais cargas e em quais níveis de tensão e frequência devem ser cortadas, permitindo assim que o corte de carga se torne uma medida corretiva dentro de SDs ilhados. No entanto, não estipulam como é feita a política de corte. Alguns índices de qualidade e desempenho de um SD real a partir do ilhamento são estudados em [35] com base nas referências supracitadas.

Com relação ao corte de carga, uma metodologia para o corte por subtensão é proposta em [36]. Nesse trabalho, os autores apresentam uma modificação na formulação da matriz Jacobiana do sistema. Tal consideração leva em conta uma nova variável relacionada ao corte local de carga, quando as tensões em determinadas barras se encontram abaixo no limite.

As referências [37], [38] abordam o corte de carga por subfrequência via algoritmos de redes neurais.

O fluxo de potência em microrredes ilhadas é abordado em [39]–[42]. Estes trabalhos destacam sobretudo as diferenças entre os algoritmos de fluxo de potência utilizados em SEPs tradicionais e os necessários em microrredes ilhadas. Aspectos como intermitência de

renováveis, baterias e pequenas variações de frequência e tensão de acordo com a carga são levados em consideração. A principal diferença diz respeito à variação de frequência e tensão de acordo com a demanda, sendo, portanto, necessário inserir as equações de *droop* dos geradores na formulação do problema.

## 1.4 Motivação e Objetivos do Trabalho

Os significantes benefícios associados às microrredes de energia elétrica têm colaborado na expansão de sua penetração nos SEPs. Mesmo com o rápido desenvolvimento da pesquisa relacionada ao assunto e com a aceitação da comunidade científica como uma possível solução para os efeitos do aumento da demanda, ainda há muito o que melhorar, principalmente nos aspectos relacionados à operação e controle de microrredes.

Embora uma microrrede tenha a possibilidade de operar tanto conectada como ilhada, os esforços das pesquisas atuais são relacionados ao modo ilhado, tendo em vista que é nesse modo que sua operação se torna mais complexa. O maior desafio é a padronização de um “centro supervisor” que consiga por si só gerenciar todos os recursos do sistema, de forma a manter o maior número de consumidores atendidos dentro das normas de qualidade vigentes.

Dentro de um ambiente de microrrede escasso de recursos econômicos, a implementação de um centro supervisor que demande pouca tecnologia de informação torna-se atraente. A possibilidade de utilizar apenas o primeiro nível de controle, que em tese não necessita de comunicação, o fluxo de potência para determinação dos estados do sistema e uma política de corte de carga constituem os principais motivadores no que diz respeito à implementação desse novo conceito de CSMR neste trabalho.

Tendo em vista essa nova perspectiva, o presente trabalho tem como principais objetivos:

- Apresentar uma plataforma que possibilite a execução de um fluxo de potência em sistemas com características de microrredes ilhadas, isto é, geradores conectados através de CEP com *droop*, penetração de renováveis, baterias e cargas prioritárias;
- Considerar a intermitência da geração renovável e variação do perfil da carga em diferentes instantes temporais;

- Propor políticas de corte de carga de acordo com os níveis de frequência e tensão, visando à manutenção dessas variáveis em valores aceitáveis para segurança do sistema;
- Qualificar e quantificar a metodologia proposta via Simulação Monte Carlo, utilizando diferentes amostras de condições climáticas e de carga em um ano inteiro.

Parte-se do pressuposto que o conceito de “*smart-grids*” é intrínseco aos sistemas aqui utilizados nos testes da metodologia proposta. Ainda mais, análises dinâmicas, transitórias e econômicas não estão dentro do escopo deste trabalho.

## 1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho de dissertação de mestrado foi dividido em cinco capítulos. O **Capítulo 1** apresentou toda a problemática envolvida na sua elaboração, destacando o novo cenário de surgimento de microrredes de energia elétrica nos SEP. A motivação e os objetivos apresentados foram baseados na literatura atual acerca do assunto.

No **Capítulo 2** são apresentados os elementos constituintes de uma microrrede, bem como a modelagem matemática de cada um deles, considerando a alta penetração de geração distribuída, típica deste tipo rede.

O **Capítulo 3** constitui a essência do trabalho. Nesse capítulo toda a metodologia utilizada no trabalho é detalhadamente descrita. A metodologia é baseada na formulação de um fluxo de potência contínuo no tempo para uma microrrede ilhada, contemplando todas as características intrínsecas desse tipo de sistema. Ainda mais, duas políticas de corte de carga são abordadas na tentativa de melhorar o perfil de tensão e frequência do sistema em cenários adversos. Ao final do capítulo, a Simulação de Monte Carlo utilizada no trabalho é apresentada.

Os principais resultados são apresentados no **Capítulo 4**. A apresentação dos resultados é dividida em duas partes, a fim de melhorar sua compreensão. A primeira delas diz respeito a resultados provenientes de um período de tempo definido para execução do algoritmo, possibilitando assim a interpretação mais detalhada do algoritmo de controle implementado. A segunda parte traz a Simulação Monte Carlo, que permite uma avaliação probabilística dos cortes de carga frente ao comportamento aleatório da solicitação de carga

---

do sistema e da intermitência característica das fontes renováveis de energia. A metodologia proposta foi empregada em dois sistemas testes: um com propriedades de transmissão (IEEE 14 barras) e outro com propriedades de distribuição (IEEE 13 barras).

As principais conclusões e contribuições decorrentes do trabalho, bem como sugestões de trabalhos futuros, são apresentadas no **Capítulo 5**.

Ao final do documento encontram-se todas as referências citadas no decorrer do texto e que serviram de embasamento para a formulação do trabalho.



## CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E MODELO DOS COMPONENTES DE UMA MICRORREDE

### 2.1 Considerações Iniciais

As microrredes se enquadram no conceito amplo de *smart-grids*, pois proporcionam o aumento nos níveis de confiabilidade, economia, qualidade e sustentabilidade mediante a introdução de novas tecnologias de geração, telecomunicações e automação em ambiente elétrico de pequena escala totalmente integrado. Microrredes por si só, constituem o principal avanço tecnológico no que diz respeito à modernização dos SEPs.

Este capítulo apresenta uma breve fundamentação teórica acerca de todos os principais componentes presentes em microrredes, destacando principalmente os modelos matemáticos adotados no decorrer do trabalho. São mostradas todas as estruturas, formulações e simplificações aqui utilizadas.

### 2.2 Estrutura de Controle da Microrrede Ilhada

Existem duas arquiteturas de controle em uma microrrede: centralizada e descentralizada. No controle centralizado, a microrrede é controlada e gerenciada através do CSMR, tipicamente localizado na subestação de conexão com a rede principal. Este agente tem por objetivo tomar decisões de acordo com funções operacionais e enviar *set-points* a todos os geradores do sistema. Há um grande fluxo centralizado de informações e alta demanda computacional [9], [43].

Por outro lado, a abordagem do controle descentralizado predomina em microrredes que tenham controladores localizados nos geradores. As decisões são tomadas localmente entre os agentes de geração, diminuindo a quantidade de informações trocadas com o CSMR e otimizando a operação do sistema [43]. O grande aliado na utilização do controle descentralizado é a implementação do controle de *droop* nos conversores dos GDs, visto que o *droop* é uma resposta natural dos geradores frente a distúrbios no sistema, não necessitando de comunicação para envio de valores de potência ativa e reativa a serem gerados.

Este trabalho utiliza as duas arquiteturas de controle. O controle descentralizado é empregado através da resposta do *droop*. E no centralizado figura o CSMR desprovido de quaisquer níveis acima do controle primário da hierarquia sugerida em [13] e contemplando apenas uma política de corte de carga. Para este caso, a comunicação necessária diz respeito apenas entre as cargas e o CSMR.

Em suma, os controladores distribuídos dos geradores atuam como uma interface capaz de controlar os níveis de potência ativa e reativa; e, através do CSMR, os controladores das cargas atuam com o conceito de ininterruptibilidade de algumas cargas, provendo a execução de corte de carga em cenários emergenciais.

A Figura 2.1 ilustra de forma esquemática como funciona o controle da microrrede. Nesta figura, as linhas tracejadas indicam a troca de informação entre geradores, cargas e CSMR; e a contínua, o fluxo de energia. Como o foco do trabalho é relacionado à operação da microrrede com geradores unicamente com controle primário, o *link* entre geradores e CSMR através do controle secundário é omitido, reduzindo a capacidade de processamento e a largura da banda do fluxo de informação.

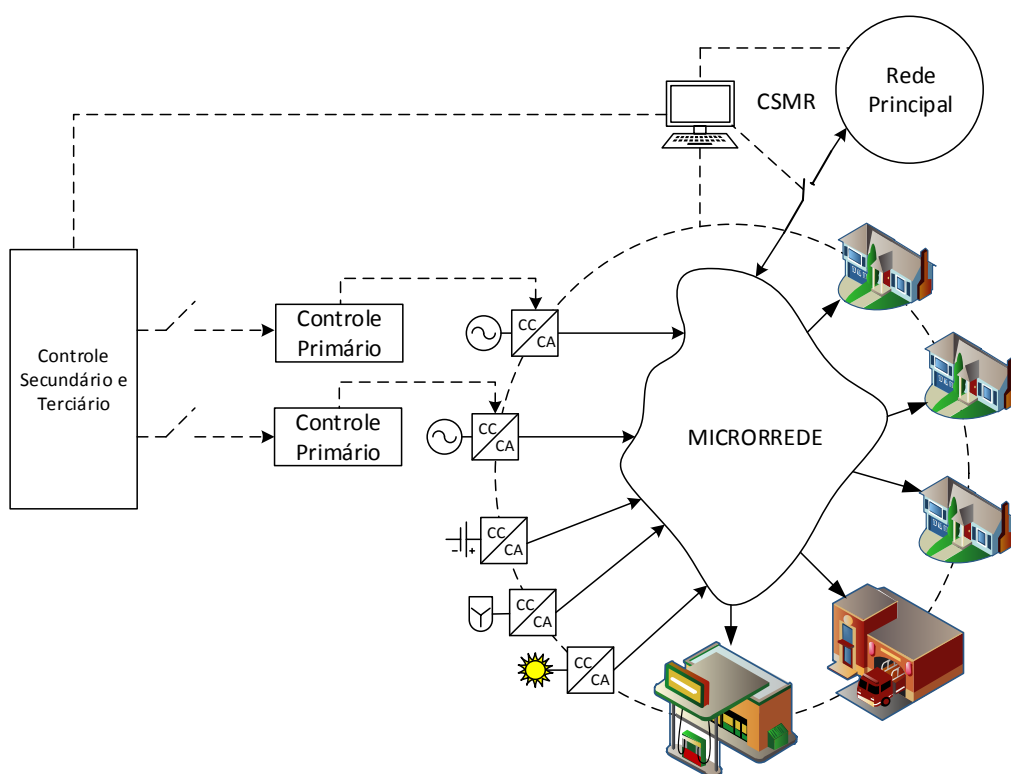


Figura 2.1 – Desenho esquemático do controle em uma microrrede.

Não é usual a conexão direta de geradores síncronos em microrredes, mesmo cabendo a eles o controle da tensão e da frequência em SEPs tradicionais. A maioria das tecnologias de GD não pode se diretamente conectada principalmente devido às características da eletricidade ali gerada. Por isso, a conexão é feita através de uma interface eletrônica (dc/ac ou ac/dc/ac), os chamados Conversores Eletrônicos de Potência (CEP) [8]-[9]. A utilização de CEPs constitui o principal alicerce no que diz respeito à flexibilidade de operação das microrredes, permitindo que elas operem tanto em modo ilhado como conectado.

A utilização inteligente de CEP entre a fonte primária e a microrrede constitui uma grande preocupação em aspectos operacionais do sistema. Estas interfaces, que possuem estágio final de inversores (dc/ac), são classificadas em dois modos de operação, a citar [13]:

- PQ: são inversores que operam semelhantes a fontes de corrente. Injetam na rede valores pré-especificados de potência ativa e reativa, não interessando o controle de tensão e frequência. Permanecem continuamente sincronizados através de um PLL (*Phase Locked Loop*) com o resto do sistema;
- VSI (*Voltage Source Inverter*): são inversores de tensão. Controlam a tensão e a frequência do sistema de acordo com a demanda de potência.

A fim de aumentar a capacidade de geração, conversores em modo PQ permanecem continuamente fornecendo potência ao sistema, enquanto que os em modo VSI são utilizados na manutenção e estabilidade do sistema. Essa afirmação vale principalmente para microrredes ilhadas, pois quando estão conectadas à rede principal, os conversores em VSI mudam o modo de operação para PQ, uma vez que a tensão passa a ser controlada pela rede principal.

Conversores em VSI e PQ comumente operam juntos em microrredes ilhadas. Frequentemente, fontes de geração com conversores em modo VSI são despacháveis, ou seja, cabe a elas a manutenção da tensão e frequência do sistema; em contrapartida, fontes de geração que não podem ter o despacho definido pelo CSMR operam em modo PQ, fornecendo à rede toda a potência disponível no momento.

## 2.3 Modelo dos Componentes

Uma modelagem adequada de todos os componentes do sistema possibilita uma obtenção de resultados mais fieis em comparação aos fenômenos que de fato ocorrem, garantindo uma interpretação segura acerca da simulação executada.

Devido ao fato de a análise do problema ser feita em regime permanente, aspectos relacionados à dinâmica dos componentes das microrredes estão fora do escopo deste trabalho, sendo os mesmos modelados unicamente de forma estática, apenas por injeção de potência. Assim, omite-se assim qualquer tipo de análise dinâmica ou transitória dos geradores, conversores e cargas.

As próximas seções abordam os modelos das unidades despacháveis, não despacháveis, dispositivos armazenadores e cargas utilizados no trabalho.

### 2.3.1 Geração Despachável

Entende-se por geração despachável toda e qualquer fonte que pode ter a quantidade de potência de saída controlada pelo CSMR, tais como: microturbinas, células de combustível e centrais geradoras hidrelétricas (CGH). Para que isso ocorra é necessário que o combustível primário esteja disponível a todo instante [44].

A utilização de CEPs entre o sistema e a máquina síncrona é justificada devido aos altos valores de rotação e baixos valores de inércia no eixo. Microturbinas, por exemplo, operam com velocidade de até 120 krpm com geradores a imãs permanentes, ou seja, sem qualquer tipo de inércia para absorver incrementos de cargas.

O controle de *droop* é uma estratégia de controle descentralizada para os conversores que operam em modo VSI. Nessa estratégia, o *droop* define a frequência do sistema a partir da demanda de potência ativa e regula a tensão de acordo com as variações de potência reativa. A principal ideia é imitar o comportamento de máquinas síncronas de grande porte. A máquina primária permanece em modo de potência constante, cabendo ao conversor, através de modulação PWM (*Pulse Width Modulation*), prover um rápido controle da tensão, ângulo e frequência de saída [18].

As equações abaixo mostram como o *droop* é modelado [9], [14]–[17], [45].

$$\omega = \omega' - m.P \quad (2.1)$$

$$V = V' - n \cdot Q \quad (2.2)$$

onde:

- $\omega$  e  $V$  : a saída de tensão e frequência do inversor;
- $\omega'$  e  $V'$  : os valores de referência de frequência e tensão;
- $P$  e  $Q$  : potências ativa e reativa geradas;
- $m$  e  $n$  : coeficientes de *droop* ativo e reativo.

Se há um aumento de demanda de potência ativa, a frequência de saída do conversor reduzirá de forma proporcional ao coeficiente de *droop*  $m$ , se há uma redução de demanda de potência ativa, uma resposta oposta de frequência é obtida. De forma similar, a tensão da barra do conversor é controlada de acordo com a variação da injeção de potência reativa de acordo com o coeficiente  $n$ . A Figura 2.2 ilustra esse comportamento.

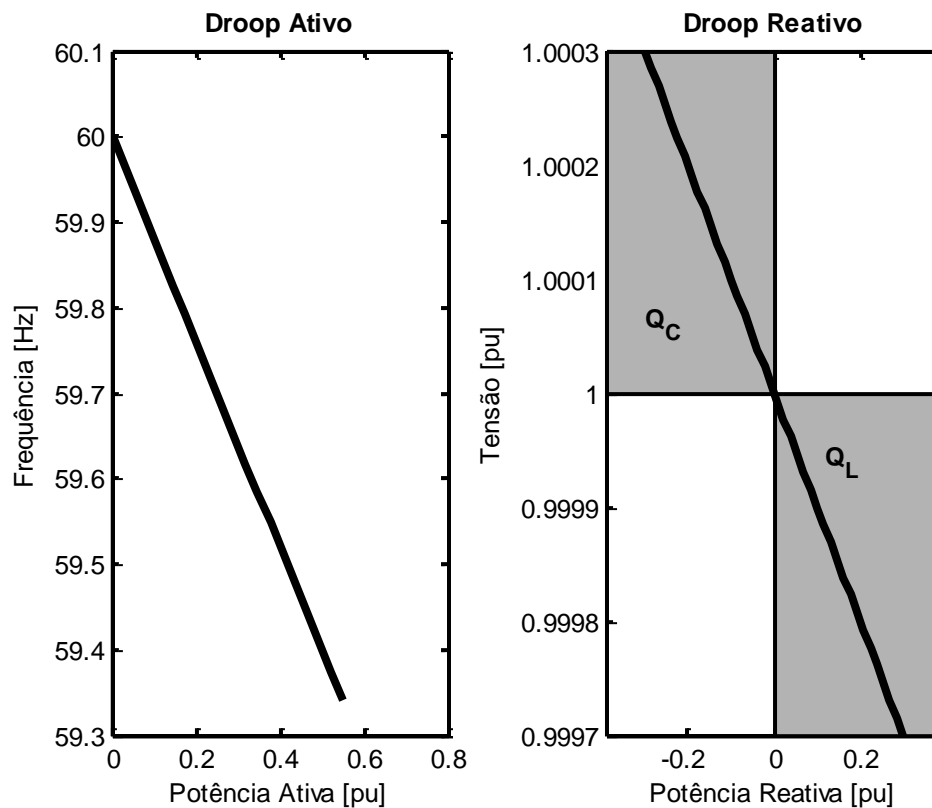


Figura 2.2 – Curva de *droop* característica de um gerador despachável.

Quando um único gerador alimenta uma microrrede, a frequência e a tensão do sistema estarão relacionadas com sua curva de *droop*, dependendo do fornecimento de potência ativa e reativa. No entanto, se um conjunto de geradores despacháveis opera dentro

desse mesmo sistema, não há uma única máquina capaz de controlar a frequência, mas sim todos os geradores participam do compartilhamento de carga de acordo com o seu *droop* individual. [15], [16].

A possibilidade de um único gerador despachável alimentar uma microrrede recebe o nome de *Single Master Operation* (SMO), onde um conversor (mestre) dita a frequência para os demais conversores em PQ (escravos). Por outro lado, a operação em conjuntos de geradores despachável recebe o nome de *Multi Master Operation* (MMO) [9].

Através da característica de *droop*, todos os geradores participam da repartição de carga sem necessidade de comunicação entre eles, sendo essa a principal característica da utilização de *droop* em conversores e recebe o nome de regulação primária de frequência. A repartição é feita de forma inversamente proporcional ao coeficiente de *droop* de cada gerador, conforme mostrado na Equação (2.3) [9].

$$P_{g_i} = \frac{1}{m_i} \cdot \frac{P_{total}}{\sum_{j=1}^{ng} \frac{1}{m_j}} \quad (2.3)$$

sendo,  $P_{g_i}$  e  $m_i$  a potência ativa gerada e o *droop* ativo do  $i^{\circ}$  gerador de um total de  $ng$ . Quando maior o *droop*, menor será a parcela de potência gerada corresponde à demanda. A variação de demanda do sistema  $\Delta P$  pode ser expressa através da soma das variações de potência geradas  $\Delta P_{g_i}$  de cada gerador  $i$ , tal como:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{ng} \Delta P_{g_i} \quad (2.4)$$

Sabendo ainda que a variação de frequência  $\Delta\omega$  pode ser expressa como a diferença entre a frequência inicial  $\omega_o$  e a atual  $\omega$  e ao colocar esses valores em função de (2.1)-(2.2) para qualquer gerador  $i$ , tem-se a seguinte expressão:

$$\Delta\omega = \omega_o - \omega = (\omega' - m_i P_{g_i}) - (\omega' - m_i (P_{g_i} + \Delta P_{g_i})) \quad (2.6)$$

De (2.6), vem que:

$$\Delta\omega = m_i \Delta P_{g_i}; \quad i = 1, 2, 3, \dots, n_g \quad (2.7)$$

mostrando assim que a variação de frequência do sistema fica implícita na resposta de cada gerador à variação de demanda por ele assumida. Isso ocorre pelo fato da frequência ser considerada como uma variável global em SEPs.

As relações de repartição de carga mostradas pelo conjunto de equações (2.4)-(2.7) não se aplicam para a potência reativa, visto que a mesma é influenciada por características locais dos geradores, diferente da frequência.

Em termos de operação ilhada, este princípio de controle permite que o conversor reaja a distúrbios de variação na rede baseado unicamente nas informações do terminal ao qual está conectado. Por isso, um sistema de comunicação entre os GDs de uma microrrede é dispensável ao nível de controle primário.

### **2.3.2 Geração não despachável**

Unidades de geração não despachável, ao contrário das despacháveis, não podem ser totalmente controladas pelo CSMR. Esse tipo de geração, categorizada principalmente por fontes renováveis, depende fundamentalmente da intermitência e volatilidade da fonte primária. A intermitência indica que a geração não está sempre disponível e a volatilidade, indica que a injeção de potência pode alcançar diferentes níveis ao longo do dia [43].

Essa categoria de unidades geradoras opera com seus CEP em modo PQ, os quais injetam na rede toda a potência disponível na fonte primária, que no caso, varia ao longo do dia e não pode ter um valor totalmente pré especificado pelo CSMR [9], [13]. Devido a essa característica, a geração não despachável é modelada estaticamente na formulação do fluxo de potência como uma “injeção negativa” de potência – o mesmo vale para qualquer conversor em modo PQ.

Para o caso aqui estudado, a modelagem dos CEPs em modo PQ fica implícita no fornecimento de toda a potência disponível na fonte primária. Ou seja, considera-se que os conversores já estão em sincronismo com o resto do sistema e cabe apenas às fontes despacháveis a manutenção da tensão e da frequência. Considera-se também que não há geração de potência reativa por meio desse tipo de geração.

No trabalho, são utilizados dois tipos de geração não despachável: fotovoltaica e eólica.

#### **2.3.2.1 Geração Fotovoltaica**

A energia solar é a fonte de energia mais abundante no planeta, sendo fornecida em forma de radiação solar proveniente da fusão de átomos de hidrogênio para a formação do

átomo de hélio. Desde o surgimento da vida é utilizada como fonte de calor, e nas últimas décadas vem ocupando espaço significativo na produção de eletricidade, recebendo o nome de geração fotovoltaica [46].

A transformação de energia elétrica por meio da irradiação solar se deve ao efeito fotoelétrico, proposto por Albert Einstein em 1945, onde os fótons contidos na luz solar são convertidos em eletricidade nas células fotovoltaicas [46]. Células fotovoltaicas são formadas por um material semicondutor cuja junção *p-n*, ao ser exposta à luz é polarizada, criando assim uma diferença de potencial e consequentemente o fluxo de corrente elétrica. A associação dessas células forma os painéis fotovoltaicos, designados aqui pela sigla PFV.

Em geral, a representação matemática de um PFV é feita através dos modelos exponencial simples e exponencial duplo. O modelo exponencial duplo possui característica mais fiel ao real. No entanto, sua implementação é extremamente complexa e requer um alto esforço computacional. Por outro lado, o modelo exponencial simples apresenta resultados satisfatórios e facilidade em sua implementação. Esse modelo é ilustrado na Figura 2.4 e usado nas simulações deste trabalho [46]–[49]. O modelo matemático é feito segundo (2.8).

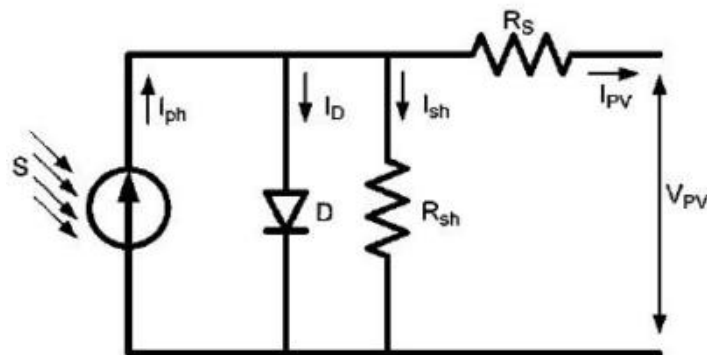


Figura 2.3 – Modelo exponencial simples de uma célula fotovoltaica [47].

Pela Primeira Lei de Kirchhoff, a soma das correntes no nó superior da Figura 2.4 é dada como:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.8)$$

Tal que:

$$I_D = I_o e^{\frac{q(V_{PV} + R_s I_{PV})}{AK_B T}} \quad e \quad I_{sh} = \frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{R_{sh}} \quad (2.9)$$

sendo:



- $I_{PV}$ : corrente fornecida à carga (A);  
 $I_{ph}$ : corrente gerada a partir do efeito fotoelétrico (A);  
 $I_D$ : corrente do diodo (A);  
 $I_0$ : corrente de saturação reversa do diodo (A);  
 $R_s$ : resistência série da célula ( $\Omega$ );  
 $R_{sh}$ : resistência *shunt* da célula ( $\Omega$ );  
 $V_{PV}$ : tensão da carga (V);  
 $A$ : fator de qualidade da junção p-n (1~2);  
 $K_B$ : constante de Boltzmann ( $1,38 \cdot e^{-23} \frac{J}{K}$ )  
 $T$ : temperatura da junção (K);  
 $q$ : carga do elétron ( $1,602 \cdot e^{-19} C$ )

A Equação (2.8) representa a característica da corrente em função da tensão  $I(V)$ , habitualmente utilizada na literatura. Sua aplicação não é trivial, visto que apresenta um comportamento não linear e, além disso, os parâmetros  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  e  $A$  são dependentes da temperatura e da radiação e raramente são fornecidos via *data-sheet* do fabricante.

As referências [46], [47], [50] trabalham com uma metodologia usando os valores de curto-circuito, circuito aberto e máxima potência na determinação dos parâmetros não conhecidos da Equação (2.8). Para tal, propõem a utilização do Método de *Newton* para a determinação desses parâmetros e posteriormente uma correção é feita de acordo com os níveis de irradiação e temperatura incidentes. A mesma metodologia é aplicada na elaboração do modelo aqui utilizado.

As Tabelas 2.1 e 2.2 exibem os dados do painel utilizado. A Tabela 2.1 mostra os dados fornecidos pelo fabricante, e a Tabela 2.2, os calculados segundo a metodologia citada.

Tabela 2.1 – Parâmetros de um módulo, fornecidos pelo fabricante [47].

Parâmetro	Valor
Máxima Potência ( $P_{m\acute{a}x}$ )	120 W
Tensão em $P_{m\acute{a}x}$ ( $P_{mp}$ )	33.7 V
Corrente em $P_{m\acute{a}x}$ ( $I_{mp}$ )	3.56 A
$P_{m\acute{a}x}$ mínimo garantido	110 W
Corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ )	3.87 V

Tensão de Circuito Aberto ( $V_{op}$ )	42.1 V
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	$(0.065 \pm 0.015)\%/^{\circ}\text{C}$
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	$-(160 \pm 10)\text{mV}/^{\circ}\text{C}$
NOCT <sup>1</sup>	$47 \pm 2\ ^{\circ}\text{C}$

Tabela 2.2 – Parâmetros calculados em condições padrões ( $S=1000\ \text{W}/\text{m}^2$  e  $T=25^{\circ}\text{C}$ )

Parâmetro	Valor
$I_{ph}$	3.871 A
$I_0$	$7,9672\text{e-}7$ A
$R_s$	0.3996 $\Omega$
$R_{sh}$	1500,8 $\Omega$
A	1.4776

Os parâmetros da Tabela 2.2 sofrem variações conforme os níveis de irradiação e temperatura e são eles que influenciam a intermitência da geração fotovoltaica. A reprodução fiel do modelo exige que esses parâmetros sejam recalculados sempre que exista uma variação nos valores de tensão, temperatura e irradiação. O aumento da tensão e da corrente do sistema pode ser feito conforme a topologia em paralelo ou série, respectivamente.

A título de complementação de informação, as Figuras 2.4 e 2.5 ilustram como a saída de potência de um PFV sofre alterações decorrentes da irradiação e da temperatura. São considerados dois casos distintos: variação da irradiação solar para um módulo mantido a  $25^{\circ}\text{C}$  (Figura 2.5) e variação da temperatura para um módulo mantido a uma incidência de

<sup>1</sup> NOCT é a temperatura nominal de operação do PFV definida sob uma radiação solar de  $800\ \text{W}/\text{m}^2$ , uma temperatura ambiente de  $20^{\circ}\text{C}$  e velocidade do vento menor que  $1\ \text{m}/\text{s}$  [47].

$1000 \text{ W/m}^2$

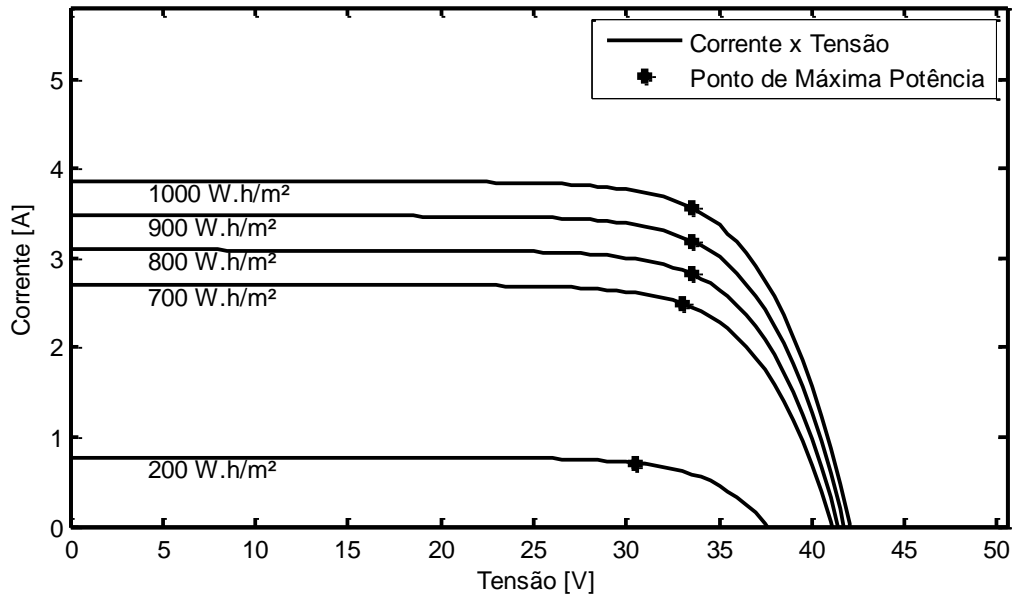


Figura 2.4 – Variação da potência de saída em relação a diferentes níveis de irradiação solar para um módulo a 25°C.

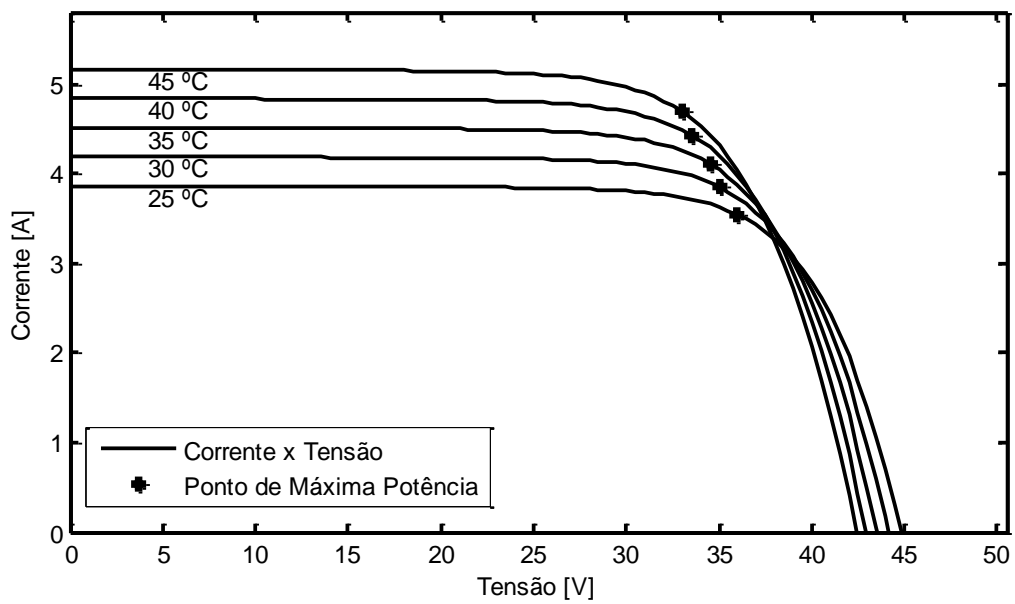


Figura 2.5 - Variação da potência de saída em relação a diferentes níveis de temperatura para um módulo operando com uma incidência solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

### 2.3.2.2 Geração eólica

O movimento das massas de ar é causado por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, ocasionado pelos níveis de radiação solar recebidos pela Terra. A energia eólica é definida como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento [31].

Na geração eólica, a conversão de velocidade cinética dos ventos em elétrica é realizada por turbinas eólicas, designadas pela sigla WT (*Wind Turbine*), acopladas mecanicamente a geradores. O conjunto turbina-gerador recebe o nome de aerogerador.

A produção de energia elétrica por meio de WT está inteiramente ligada à velocidade do vento. Existe uma relação não linear entre a saída de potência do aerogerador e a velocidade do vento, e tal relação é descrita pelos parâmetros operacionais do gerador, podendo ser aproximada sem perdas numéricas relevantes através da seguinte expressão [11] [51], [52]:

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 \leq \omega \leq \omega_{ci} \\ (A + B\omega + C\omega^2) \cdot P_{nominal} & \text{para } \omega_{ci} < \omega \leq \omega_r \\ P_{nominal} & \text{para } \omega_r < \omega \leq \omega_{co} \\ 0 & \text{para } \omega > \omega_{co} \end{cases} \quad (2.10)$$

onde:

$\omega$ : velocidade do vento;

$P_{nominal}$ : potência nominal da turbina;

$\omega_r$ : velocidade nominal, a partir da qual a turbina gera  $P_n$ ;

$\omega_{ci}$ : velocidade de *cut in*, mínimo valor para que a turbina inicie o movimento;

$\omega_{co}$ : velocidade de *cut off*, velocidade a partir da qual a potência gerada é zero;

A, B e C: coeficientes que definem o comportamento parabólico da turbina.

Os coeficientes A, B e C correspondem à parcela da potência de saída aproximadamente parabólica entre a velocidade de *cut in* e a velocidade nominal da turbina, e são fixos e expressos pelo seguinte conjunto de equações:

$$A = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left( \omega_{ci}(\omega_{ci} + \omega_r) - 4\omega_{ci}\omega_r \cdot \left( \frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 \right) \quad (2.11)$$

$$B = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left( 4(\omega_{ci} + \omega_r) \cdot \left( \frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 - (3\omega_{ci} + \omega_r) \right) \quad (2.12)$$

$$C = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left( 2 - 4 \cdot \left( \frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 \right) \quad (2.13)$$

A opção da utilização da Equação (2.10) no trabalho, embora seja uma aproximação numérica, recai sobre o ganho computacional de sua implementação sem que existam perdas significativas. A Figura 2.6 ilustra a curva resultante dessa equação para uma turbina genérica, onde se nota a relação das quatro regiões destacadas com a equação. Comparando com curvas reais de fabricantes [53] percebe-se claramente a semelhança e quase exatidão do modelo utilizado.

Na curva de potência da Figura 2.6, a turbina começa a gerar energia a partir da velocidade de *cut-in*, sendo que abaixo desta, as pás quase não se movimentam e a geração torna-se impraticável. Entre a velocidade de *cut-in* e a velocidade nominal, a turbina possui uma curva quase em “S”, a qual é aproximada de forma parabólica. Para velocidades acima da nominal, a turbina fornece apenas a potência nominal, fato semelhante aos vertedouros de usinas hidrelétricas. Essa situação permanece até a máxima velocidade suportada, a de *cut-off*, a partir da qual a turbina é desligada para manter sua segurança, tornando a potência de saída nula [53].

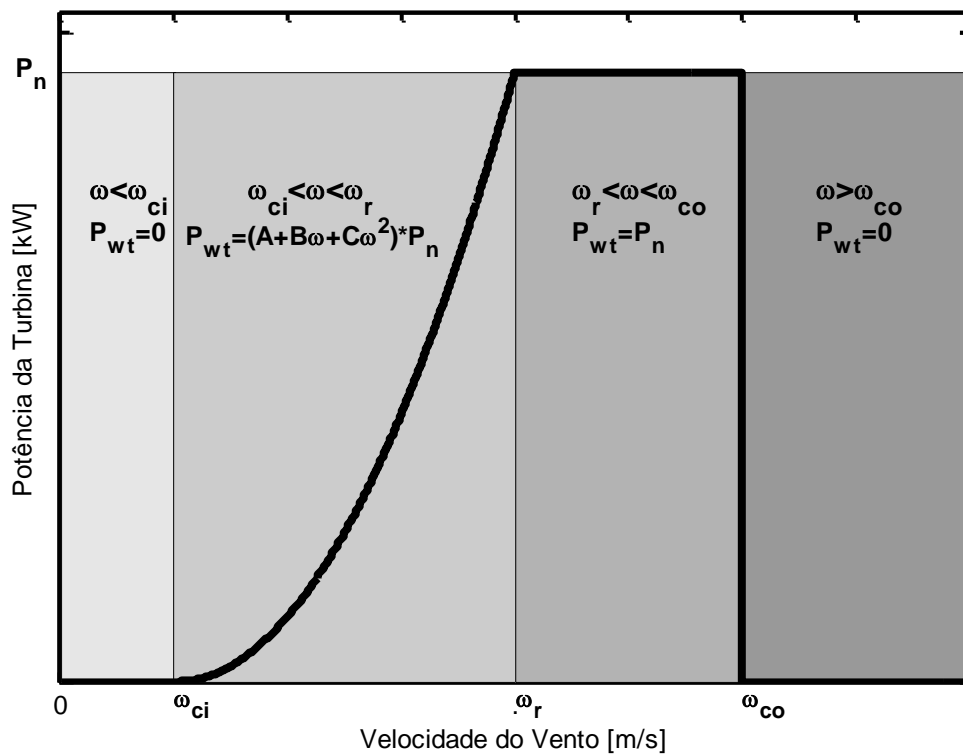


Figura 2.6 – Curva de potência de uma WT em função da velocidade do vento.

### 2.3.3 Dispositivos Armazenadores de Energia

Devido à grande constante de tempo na resposta de alguns tipos de geradores, os Dispositivos Armazenadores de Energia (DAE) são utilizados para amenizar o balanço carga-geração da microrrede, ocasionado por súbitos ilhamentos [9]. Além do mais, a variabilidade da geração não despachável propicia a utilização de DAEs para reduzir as flutuações de potência [43].

Entre todas as tecnologias passíveis de utilização em microrredes [31], [47], os bancos de baterias encontram o maior grau de aceitação, e são DAEs que utilizam a energia eletroquímica para essa finalidade. Entre as tecnologias presentes para fabricação de baterias, destacam-se: chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto de ácido e íon-lítio.

Como o interesse deste trabalho está apenas na análise em regime permanente, dados relativos à dinâmica das baterias são omitidos. Aqui, elas são consideradas apenas como injeção de potência quando estão entregando energia ao sistema e como carga quando estão carregando, ou seja, absorvendo energia do sistema. Os dados utilizados são: potência do banco, capacidade mínima e máxima, eficiência e *droop*.

No algoritmo, a utilização de baterias constitui a primeira medida corretiva para a frequência. Caso a geração despachável seja inferior à demanda, os bancos de bateria atuam fornecendo potência em um valor compreendido entre o mínimo e o máximo suportado até que a sua capacidade seja reduzida ao mínimo, e a partir daí não há mais energia para ser fornecida. O mesmo princípio cabe ao processo de recarregamento.

Embora o conceito de *droop* seja empregado em máquinas despacháveis como opção do controle de tensão e frequência, as baterias são modeladas com inversores em modo PQ e utilizam o *droop* como um fator participativo, caso a microrrede possua mais de um banco. Dessa forma, em um eventual desbalanço de carga, a diferença é repartida de forma inversamente proporcional ao *droop* de cada banco de baterias; o mesmo ocorre no recarregamento, quando há disponibilidade de geração.

### 2.3.4 Cargas

O trabalho adota o modelo de cargas com potência constante<sup>2</sup>, ou seja, não há alterações com variações de tensão e frequência. No entanto, a carga pode variar ao longo do dia de acordo com a curva de demanda dos consumidores. As Equações (2.14) e (2.15) indicam como a carga é modelada.

$$P(t)_{carga} = k(t) \cdot P_{base} \quad (2.14)$$

$$Q(t)_{carga} = k(t) \cdot Q_{base} \quad (2.15)$$

onde:

$P(t)_{carga}$  : potência ativa da carga para o instante de tempo considerado;

$Q(t)_{carga}$  : potência reativa da carga para o instante de tempo considerado;

$P_{base}$  : potência ativa da carga do caso base;

$Q_{base}$  : potência reativa da carga do caso base;

$k(t)$  : fator multiplicativo temporal da carga (0.4 ~ 2.4).

De acordo com a Resolução Normativa N° 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [32], as concessionárias devem classificar os consumidores de acordo com as atividades por eles exercidas. Ao nível de distribuição, os consumidores podem ser classificados como listado a seguir:

- Residencial;
- Industrial e subgrupos, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividade Econômica;
- Comercial;
- Rural e subgrupos, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividades Econômicas;
- Poder Público;
- Iluminação Pública;
- Serviços Públicos.

Ainda mais, segundo estipulado pela ANEEL nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), as distribuidoras devem prever a existência de atividades que sejam essenciais à

<sup>2</sup> O termo “potência constante” refere-se ao fato do modelo adotado possuir apenas a parte correspondente à parcela de potência constante do modelo ZIP.

sobrevivência humana, demandando assim energia elétrica dentro dos padrões vigentes e de forma ininterrupta. A classificação dos consumidores de acordo com a essencialidade do serviço diz respeito a uma hierarquia de corte de carga, caso seja necessário. O módulo 4 [34] do PRODIST regulamenta o corte de carga para que os níveis de qualidade definidos no módulo 8 [33] sejam atendidos.

Seguindo as recomendações dessas resoluções, o trabalho adota a mesma classificação de consumidores nas microrredes aqui estudadas, obedecendo a classificação definida pela ANEEL e exposta na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Classificação dos consumidores segundo a resolução N° 414 da ANEEL.

<b>Classificação</b>	<b>Nível de Prioridade</b>	<b>Tipo de Consumidores</b>
Classe 1	Alto	Hospitais; serviços de telecomunicações e transporte público; iluminação pública
Classe 2	Médio	Comercial e Industrial
Classe 3	Baixo	Residencial e Rural



## CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA PROPOSTA

### 3.1 Considerações Iniciais

A metodologia apresentada neste trabalho fundamenta-se em um fluxo de potência contínuo no tempo para uma microrrede ilhada. Na figura do CSMR, há um algoritmo capaz de operar unicamente com uma política de corte seletivo de carga, priorizando a sobrevivência de consumidores essenciais ao sistema, de acordo com a Tabela 2.3.

O algoritmo de execução do fluxo de potência é baseado no método de Newton-Raphson para solução de sistemas elétricos não lineares, sendo complementado com as características intrínsecas de microrredes, isto é, geradores com conversores com *droop*, penetração de geração renovável, banco de baterias e em alguns casos, baixa relação  $X/R$  das linhas.

A política de corte de carga constitui-se na constante verificação dos valores de frequência do sistema e de tensão em todas as barras e a partir desses, caso seja necessário, formular a correção a valores aceitáveis por meio do corte de carga. Adota-se a premissa de que o corte por subfrequência pode ser distribuído ao longo do sistema e que o corte de carga por subtensão deve ser uma medida corretiva local ou regional, nas proximidades das barras que apresentaram valores abaixo do limite. Primeiro corrige-se a frequência e, posteriormente, caso ainda ocorra subtensão, corrige-se a tensão.

Por fim, utiliza-se a Simulação Monte Carlo (SMC) para quantificar alguns índices probabilísticos referentes ao corte de carga. O intuito disso é selecionar uma grande quantidade de cenários em que a microrrede opere ilhada ao longo do tempo e, para cada cenário considerado, aplicar a metodologia proposta. Assim, é possível ter indicativos do corte de carga de cada classe, identificar as barras mais propensas a apresentar subtensão, entre outros. Desta forma, pretende-se avaliar o desempenho da operação ilhada da microrrede.

As seções deste capítulo detalham toda a formulação matemática do fluxo de potência, das políticas de corte de carga e da SMC empregados durante a elaboração do trabalho.

### 3.2 Fluxo de Potência em Microrredes Ilhadas

O fluxo de potência em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, isto é, a distribuição do fluxo entre os ramos, tensões nas barras e a potência gerada. Estudos de fluxo de potência são ferramentas fundamentais em planejamento e operação de SEPs [54].

Em sistemas de transmissão, o método de Newton-Raphson (MNR) [54], bem como seus derivados, é amplamente utilizado pela literatura na solução do fluxo de potência. No entanto, ao se tratar de microrredes ilhadas algumas observações devem ser levadas em conta na formulação do problema, aumentando sua complexidade [39]–[42]. As principais são listadas a seguir:

1. A frequência, comum a todo o sistema, não pode ser considerada uma constante. Segundo o modelo adotado para os geradores, a frequência varia conforme a demanda de potência (Equação (2.1));
2. De forma análoga ao item 1, a tensão também pode variar nas fontes conforme a demanda de potência reativa (Equação (2.2));
3. Necessidade de uma barra de referência, a *swing*. Embora assumam-se unicamente o controle primário, parte-se do pressuposto que essa barra fica com o controle secundário implícito, ou seja, mantendo a tensão e o ângulo nas referências independente da condição operativa do resto do sistema. Essa barra localiza-se na subestação que possibilitará a reconexão com a rede principal.
4. Alta penetração de geração renovável intermitente e banco de baterias;
5. Possibilidade da predominância do caráter resistivo da linha, dificultando assim a convergência dos algoritmos tradicionais do MNR.

Os itens listados anteriormente constituem o desafio para a implementação do fluxo de potência para microrredes ilhadas. Inserindo as Equações (2.1)-(2.3) na formulação do MNR [40] juntamente com os modelos de geração renovável previamente apresentados no Capítulo 2, o algoritmo resultante passa a ser mais característico para esse tipo de sistema. Caso exista

impossibilidade de convergência devido aos altos valores de resistência das linhas, a técnica matemática da rotação de eixos é aplicada.

### 3.2.1 Equações Algébricas do Fluxo de Potência

O fluxo de potência tradicional é obtido através de um conjunto de equações não-lineares que correspondem às leis de Kirchhoff. Dependendo de quais variáveis entram como dados e quais são incógnitas, são definidos três tipos de barras no algoritmo de execução [54]:

- PQ – barras de cargas – barras que possuem valores de potência definidos, tendo tensão e ângulos calculados;
- PV – barras de geração – possuem a tensão e a potência ativa especificadas, e a potência reativa e ângulos calculadas;
- *swing* – barra de referência – tem a tensão definida e dá referência de ângulo, tendo as potências calculadas. É ainda a barra responsável por absorver todas as perdas do sistema.

Neste trabalho, definem-se as barras que possuem carga, geração não despachável e/ou baterias como sendo do tipo PQ. A geração despachável de microrredes, embora tenha os valores de potência ativa e tensão variantes de acordo com a demanda do sistema, assumem o comportamento de PV ao longo do MNR. E por fim, há uma barra *swing* com *droop* calculado de modo a absorver as perdas e possibilitar uma eventual reconexão à rede principal.

A justificativa da utilização do MNR para a solução deste tipo de problema se dá principalmente pela facilidade de implementação, pouco esforço computacional exigido e resultados satisfatórios em poucas iterações.

#### 3.2.1.1 Formulação não linear do fluxo de potência da microrrede

De acordo com a dedução mostrada em [54], as injeções de potência em todas as barras de um total de  $K$  podem ser calculadas segundo as expressões seguintes:

$$P_k = V_k \sum_{r \in K} V_r (G_{kr} \cos(\theta_{kr}) + B_{kr} \sin(\theta_{kr})) ; \quad k = 1, 2, 3 \dots K \quad (3.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{r \in K} V_r (G_{kr} \sin(\theta_{kr}) - B_{kr} \cos(\theta_{kr})) \quad (3.2)$$

sendo:

- $P_k; Q_k$  : potências ativa e reativa da Barra  $k$ ;  
 $V_k; V_r$  : tensões das Barras  $k$  e  $r$ ;  
 $\theta_{kr}$  : defasagem angular entre duas Barras  $k$  e  $r$ ;  
 $G_{kr}; B_{kr}$  : condutância série e susceptância paralela do Ramo  $kr$ <sup>3</sup>;

Segundo a definição do MNR, as Equações (3.1)-(3.2) devem ser linearizadas, ou seja, todas as equações derivadas em função de todas as variáveis. A equação matricial (3.3) indica o resultado.

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

sendo que H, M, N e L são submatrizes que compõem a matriz Jacobiana do sistema, expressa por  $J$ , e são derivadas parciais do conjunto de equações das potências ativas ( $\mathbf{P}$ ) e reativas ( $\mathbf{Q}$ ), com relação a todas as tensões ( $\mathbf{V}$ ) e ângulos ( $\boldsymbol{\theta}$ ) do sistema, como mostrado em (3.4):

$$H = \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}}; \quad N = \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}}; \quad M = \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}}; \quad L = \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \quad (3.4)$$

A partir dos valores de  $\Delta \mathbf{V}$  e  $\Delta \boldsymbol{\theta}$ , resultantes de (3.3), as tensões e os ângulos são atualizados e as potências ativas e reativas restantes calculadas. Por se tratar de um processo iterativo, o MNR é encerrado unicamente quando uma tolerância do erro entre os valores especificados e os calculados é alcançada.

### 3.2.1.2 Geração Renovável e Baterias

Como citado anteriormente, geração renovável e baterias, quando estão fornecendo potência, entram na formulação tradicional de fluxo de potência como “injeções negativas”. Isto significa que a potência ativa das barras PQ – barras em que este tipo de geração pode estar conectada – são um valor líquido, resultante da soma das potências dos elementos ali conectados de acordo com a conversão adotada (+ consumindo, – gerando), como demonstrado em (3.4). A Figura 3.1 ilustra essa expressão.

<sup>3</sup> A admitância do ramo ( $Y_{kr}$ ) é dada como,  $Y_{kr} = G_{kr} + jB_{kr} \leftrightarrow Y_{kr} = a_{kr} e^{j\phi_{kr}} y_{kr}$  onde,  $y_{kr}$  é a admitância da linha e,  $a_{kr}$  e  $\phi_{kr}$  são a relação de *tap* e a defasagem do transformador que nesse ramo pode estar conectado.

$$P_{liq} = P_L - P_{PFV} + P_{bat} \quad (3.4)$$

onde:

$P_{liq}$ : potência líquida da barra, utilizada na entrada de dados das barras PQ;

$P_L$ : potência ativa consumida pela carga;

$P_{PFV}$ : potência fornecida pelo gerador, no caso, um painel fotovoltaico;

$P_{bat}$ : potência do banco de baterias.

Na Equação (3.4), o termo  $P_{bat}$  depende especialmente do balanço carga-geração do sistema. Sempre que a potência das cargas for maior que a de geração, as baterias fornecerão um valor de potência compreendido entre zero e a sua potência nominal ( $P_{bat_{nominal}}$ ), de tal forma que só poderão fornecer potência até a sua capacidade ( $Cap_{bat}$ ) atingir um valor mínimo ( $Cap_{bat_{min}}$ ). Efeito semelhante ocorre quando as baterias estão sendo carregadas. A Equação (3.5) detalha o modelo matemático das baterias utilizado no algoritmo.

$$P_{bat} = \begin{cases} -P_{bat_{nominal}} & \text{se } \left( \sum P_L - \sum P_g \right) \geq P_{bat_{nominal}} \\ -\left( \sum P_L - \sum P_g \right) & \text{se } \left( \sum P_L - \sum P_g \right) < P_{bat_{nominal}} \\ +P_{bat_{nominal}} & \text{se } \left( \sum P_g - \sum P_l \right) \geq P_{bat_{nominal}} \\ +\left( \sum P_g - \sum P_l \right) & \text{se } \left( \sum P_g - \sum P_l \right) < P_{bat_{nominal}} \\ 0 & \text{se } Cap_{bat} = Cap_{m\acute{a}x} \text{ ou } Cap_{bat} = Cap_{min} \end{cases} \quad (3.5)$$

Na Figura 3.1, um painel fotovoltaico e uma bateria estão conectados a uma barra em conjunto com uma carga. Nota-se a direção do fluxo para cada um dos elementos, mostrando como eles entram na formulação do fluxo de potência de microrredes. De uma forma geral, esta barra pode operar ora como gerador, ora como consumidor. A Equação (3.4) é válida para todas as barras que operam com geração não despachável, com ou sem carga, e independe de estarem com baterias.

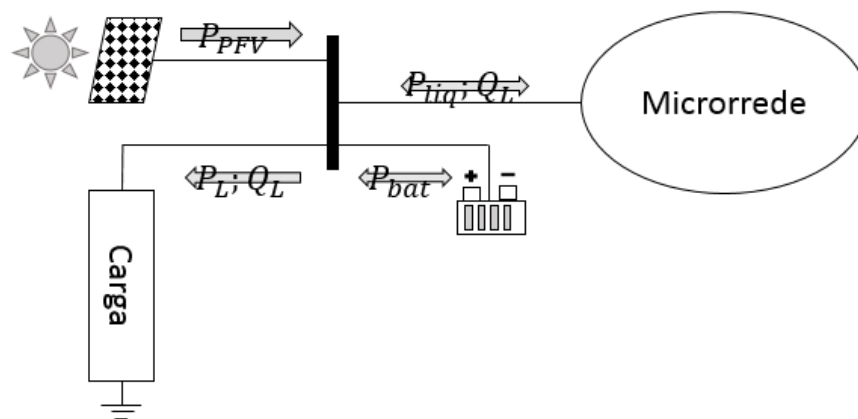


Figura 3.1 – Esquema de geração renovável e baterias na formulação do fluxo de potência.

Os passos para a execução do fluxo de potência de microrredes ilhadas com geração renovável e baterias via MNR são mostrados a seguir [40]:

- 1°. Despachar os geradores em função da potência líquida, como mostrado em (2.3);
- 2°. Calcular a potência gerada/consumida pelos bancos de baterias;
- 3°. Redespachar os geradores – 1° Passo novamente;
- 4°. Realizar uma iteração do fluxo de potência – Equações (3.1)-(3.3) ;
- 5°. Cálculo da potência reativa das barras PV e atualizações das tensões conforme (2.2) – executar novamente o 4°Passo;
- 6°. Cálculo da frequência do sistema a partir de qualquer gerador – Equação (2.1);
- 7°. Atualizar potência ativa gerada da iteração subsequente de acordo com a frequência e o *droop* –  $Pg_i = Pg_i - m_i \Delta\omega$  ;
- 8°. Verificar convergência do MNR – voltar ao 4°Passo;
- 9°. Cálculo do coeficiente de *droop*  $m$  da máquina da barra *swing*, uma vez que as perdas variam ao longo do dia e a *swing* deve ter a capacidade de variar o *droop* de forma a absorver todas as perdas, e caso necessário, o excedente de geração.

O fluxo dos passos é exibido na Figura 3.2, junto com a rotação de eixos.

### 3.2.2 Método da Rotação de Eixos

Como mencionado anteriormente, o MNR com equivalente monofásico é comumente utilizado na solução do fluxo de potência em sistemas de transmissão. O baixo acoplamento

entre a potência ativa com relação à tensão e entre a potência reativa e a frequência tornam esse método totalmente eficaz no processo de convergência, consequência direta da predominância indutiva sobre a resistiva das linhas de transmissão, ou seja, dos altos valores de  $X/R$  dessas linhas [55].

No entanto, em sistemas de distribuição o caráter resistivo da linha é predominante sobre o indutivo, e, conseqüentemente, esses sistemas apresentam um baixo valor de  $X/R$  nas linhas. Isso faz com que haja um aumento no acoplamento entre potência ativa e tensão e potência reativa e frequência, tornando a matriz Jacobiana do sistema mal condicionada e prejudicando assim a convergência do método, quando não a torna impraticável.

A fim de contornar o problema de convergência em sistemas de distribuição ao utilizar o MNR, as referências [55]–[57] apresentam uma técnica que possibilita modificar a razão  $\frac{X}{R}$  de sistemas de distribuição de forma a aproximá-la a de sistemas de transmissão. Tal técnica, denominada rotação de eixos, consiste na mudança da referência angular dos eixos dos planos complexo das impedâncias dos ramos e das potências das barras. A Figura 3.2 ilustra esse processo para o caso da impedância de um ramo.

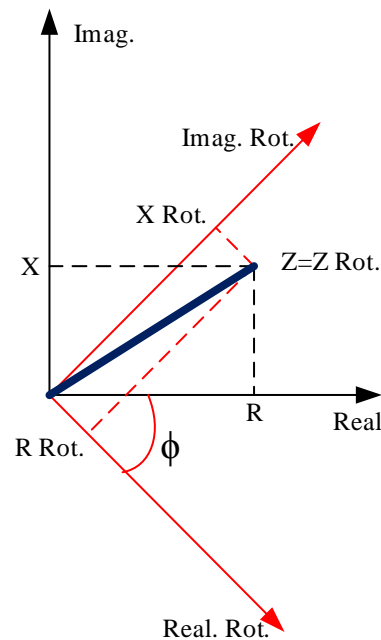


Figura 3.2 – Rotação de eixos para as impedâncias das linhas.

Ao rotacionar o plano complexo, modifica-se os valores do eixo imaginário e do real de modo que o módulo permanece constante. Da Figura 3.2, pode-se notar que a impedância do ramo rotacionada  $Z_{rot}$  pode ser expressa como:

$$Z_{rot} = Z \cdot e^{j\Phi_{rot}} \quad (3.6)$$

onde,  $Z$  é a impedância do ramo e  $\Phi_{rot}$  o ângulo de rotação.

Assim sendo, os valores rotacionados de resistência ( $R_{rot}$ ) e indutância ( $X_{rot}$ ) da linha podem ser desmembrados através do teorema de Euler, conforme mostrado abaixo:

$$R_{rot} = R \cos(\Phi_{rot}) - X \sin(\Phi_{rot}) \quad (3.7)$$

$$X_{rot} = R \sin(\Phi_{rot}) + X \cos(\Phi_{rot}) \quad (3.8)$$

Tal que:

$$Z_{rot} = Z = R_{rot} + jX_{rot}; \quad R_{rot} \ll R \quad e \quad X_{rot} \gg X \quad (3.9)$$

sendo  $R$  e  $X$  os valores de resistência e indutância de cada linha.

O ponto crítico em uma rotação de eixos adequada consiste na determinação segura do ângulo ótimo. O critério utilizado na determinação desse ângulo consiste em minimizar os acoplamentos entre  $P$  e  $V$  e entre  $Q$  e  $\theta$ . Resumidamente, este ângulo deve fazer com que as submatrizes  $N$  e  $M$  da matriz Jacobiana obtidas após a rotação tenham valores próximos de zero [56], [57].

As referências [56], [57] utilizam duas técnicas para obtenção de um ângulo ótimo de rotação: *Ângulo Ótimo Orientado ao Ramo* e *Ângulo Ótimo Orientado à Barra*. Devido à facilidade de implementação, este trabalho utiliza a primeira das técnicas, que a partir de todos os ramos do sistema define um único ângulo de rotação para todos os componentes.

Através da desta técnica, obtém-se um ângulo de rotação para cada ramo  $k - m$  do sistema, diferenciando assim entre cada trecho. Sabe-se que cada ramo possui um ângulo intrínseco de impedância, definido por:

$$\Phi_{k-r} = \text{atan} \frac{X_{k-r}}{R_{k-r}} \quad (3.10)$$

onde,  $\Phi_{k-r}$  é o ângulo entre a parte indutiva  $X_{k-r}$  e a resistiva  $R_{k-r}$  de cada ramo  $k - r$  do sistema.



Considerando que se pretende determinar a maior razão  $\frac{X}{R}$  possível, o ângulo de rotação ótimo de cada ramo ( $\Phi_{\text{ótimo}_{k-r}}$ ) deve ser o ângulo complementar de  $\Phi_{k-r}$ , isto é, o valor restante para que esse ângulo atinja  $90^\circ$ , tal que:

$$\Phi_{\text{ótimo}_{k-m}} = 90^\circ - \Phi_{k-m} \quad (3.11)$$

Observando (3.11), nota-se que através de  $\Phi_{\text{ótimo}_{k-m}}$  a resistência rotacionada de cada ramo tende a ser tornar igual a zero.

Por fim, um único ângulo de rotação ótimo ( $\Phi_{\text{ótimo}}$ ) é obtido através da média aritmética de todos os ângulos ótimos dos ramos, dessa forma:

$$\Phi_{\text{rot}} = \Phi_{\text{ótimo}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^{nr} \Phi_{\text{ótimo}_{k_i-m_i}}\right)}{nr} \quad (3.12)$$

sendo  $nr$  o número total de ramos do sistema. O ângulo  $\Phi_{\text{ótimo}}$  é utilizado para a rotação das impedâncias de todos os ramos, de modo que os valores das resistências rotacionadas serão consequência da topologia do sistema, no entanto, em sistema de distribuição preservarão a relação mostrada em (3.9).

Segundo [57], a rede fictícia obtida a partir da aplicação do ângulo de rotação ótimo para todos os ramos requer que as injeções de potência sejam igualmente rotacionadas. Isto ocorre em função da necessidade de se manter os mesmos valores de magnitude e ângulo das tensões da rede original. Portanto, os valores de potência ativa e reativa de todas as barras são rotacionados de forma análoga as impedâncias dos ramos, como apresentado nas seguintes expressões:

$$P_{\text{rot}_k} = P_k \cos(\Phi_{\text{ótimo}}) - Q_k \sin(\Phi_{\text{ótimo}}) \quad (3.13)$$

$$Q_{\text{rot}_k} = P_k \sin(\Phi_{\text{ótimo}}) + Q_k \cos(\Phi_{\text{ótimo}}) \quad (3.14)$$

onde,  $P_{\text{rot}_k}$  e  $Q_{\text{rot}_k}$  são os valores das potências rotacionadas da Barra  $k$ .

De posse dos valores rotacionados de potência e impedância, o algoritmo do MNR pode ser executado sem maiores problemas de convergência. Embora a rede tenha sido modificada para possibilitar a convergência, as características de tensão e ângulo das barras são totalmente preservadas no processo iterativo.

Especial atenção deve ser dada no caso da rotação de eixos de barras PV. Segundo a formulação clássica do problema, essas barras possuem apenas a potência ativa definida,

sendo a reativa calculada ao final do processo [54], o que de certa forma impossibilita a rotação de eixos para as potências das barras PV, visto que há necessidade dessas duas variáveis no processo de rotação.

Para este caso, a potência ativa rotacionada de uma barra ( $P_{rotPV}$ ) passa a ser calculada em função da potência reativa rotacionada calculada ( $Q_{rotPVcalc}$ ) a cada iteração do MNR. Em outras palavras, o valor  $P_{rotPV}$  é atualizado a cada iteração do processo de convergência [58]. Matematicamente, isso é possível devido a uma manipulação algébrica das equações (3.13) - (3.14), que consiste em colocar a potência reativa Q da equação (3.13) em função da equação (3.14), resultando em:

$$P_{rotPV} = \frac{P_{PV} - Q_{rotPVcalc} \cdot \sin(\Phi_{ótimo})}{\cos(\Phi_{ótimo})} \quad (3.15)$$

onde,  $P_{PV}$  é a potência ativa real. Para a primeira iteração esse valor deve-se estimar os valores de  $Q_{rotPVcalc}$ . Essa manipulação algébrica tem uma fundamentação matemática muito parecida com a do método CRIC (*Constraint Reactive Implicit Coupling*), proposto em [59].

Cabe aqui ressaltar que o processo de rotação de eixos é um artifício matemático para possibilitar a convergência de um algoritmo tradicional de Newton-Rapshon em sistemas de distribuição. Dessa forma, nada impede que a rotação de eixos resulte em valores negativos de impedâncias ou potências, sendo, portanto, necessário um processo de “rotação inversa” para verificar os reais valores das potências das barras ao final do processo, valores estes relacionados às potências ativa e reativa da barra *swing* e reativa das barras de geração.

A rotação inversa pode ser obtida através da criação de um sistema de equações lineares a partir do conjunto de equações (3.13)-(3.14), como mostrado em (3.15):

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \Phi_{ótimo} & \sin \Phi_{ótimo} \\ \sin \Phi_{ótimo} & \cos \Phi_{ótimo} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_{rot} \\ Q_{rot} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

O fluxograma de execução do algoritmo de fluxo de potência para microrredes ilhadas considerando a rotação de eixos é apresentado na Figura 3.3.

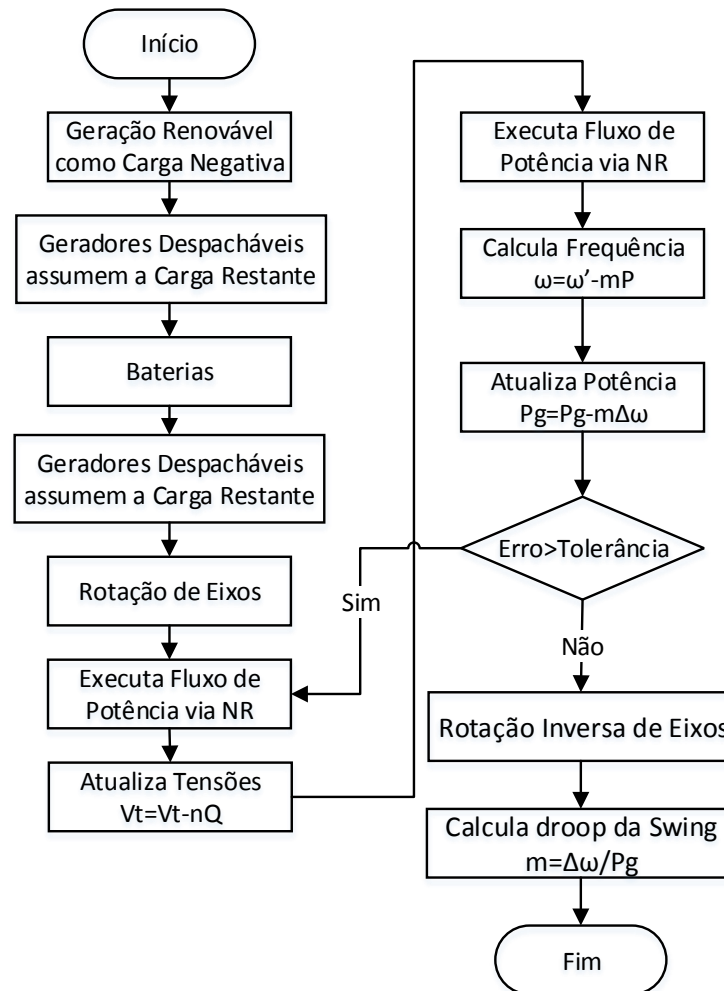


Figura 3.3 – Fluxograma do algoritmo utilizado para o cálculo do fluxo de potência em microrredes ilhadas.

### 3.3 Proposta de Corte de carga por Subfrequência

O principal objetivo de um esquema de corte de carga por subfrequência é rapidamente recompor o balanço carga-geração de um sistema, restabelecendo assim um valor de frequência aceitável. Em SEPs, a política de corte de carga pode ser feita de forma distribuída, ou seja, a resposta da frequência do sistema para alívio de carga é a mesma independentemente do local em que o corte ocorre [60].

Segundo padronizado em [33], as instalações de geração em sistemas de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, podendo fazer uso de corte de carga ou geração para essa finalidade.

Em microrredes ilhadas, devido à característica de *droop* de geradores, a frequência tende a diminuir à medida em que há aumento na demanda do sistema. Dessa forma, para que o sistema permaneça em um regime de frequência limite, a potência entregue por esses geradores também deve ser limitada. Esse valor de potência limite pode ser determinado a partir de (2.1), deixando-a em função da frequência de referência ( $\omega_{ref}$ ) e da frequência do sistema, que no caso assume o valor limite ( $\omega_{limite}$ ). O equacionamento é mostrado em (3.16):

$$Pg_{limite} = \frac{\omega_{ref} - \omega_{limite}}{m} \quad (3.16)$$

onde  $Pg_{limite}$  é a máxima potência capaz de ser entregue pelo gerador considerado para que a frequência se mantenha em  $f_{limite}$ .

Como já citado, a frequência só é restabelecida a partir do momento em que o balanço carga-geração é equilibrado. Assim sendo, o montante de carga necessário para o corte é resultante da diferença entre a carga líquida total do sistema e a soma da máxima geração de cada máquina para a frequência limite, ou seja:

$$\Delta C_{subfreq.} = \sum_{i=1}^{nb} P_{liq_i} - \sum_{j=1}^{nbg} Pg_{limite_j} \quad (3.17)$$

sendo:

$\Delta C_{subfreq.}$ : montante de carga a ser cortado por subfrequência;

$P_{liq_i}$ : potência líquida da  $i^{\text{a}}$  barra;

$Pg_{limite_j}$ : geração para a frequência limite do  $j^{\text{o}}$  gerador;

$nb; nbg$ : número total de barras e de geradores, respectivamente.

A partir do momento em que  $\Delta C_{subfreq.}$  é desconectado, a frequência volta a permanecer em um valor aceitável para a operação segura do sistema no instante de tempo considerado.

Em um cenário de subfrequência, cargas passíveis de interrupção devem ser as primeiras indicadas para o corte, resguardando assim cargas essenciais [34]. Essa afirmação consiste em distribuir  $\Delta C_{subfreq.}$  entre as cargas de prioridade baixa até que a frequência volte ao valor desejado. Caso o valor de  $\Delta C_{subfreq.}$  seja superior à potência total dessa classe de prioridade, a diferença é distribuída entre as cargas da classe de média prioridade e, se

porventura, a frequência ainda continuar abaixo do limite, deve-se cortar carga dos serviços essenciais.

A metodologia aqui apresentada consiste em adotar um fator de participação do corte de carga entre as barras de cada classe. Tal fator é a razão entre a potência de cada barra e a soma da potência instalada na classe de prioridade vigente, ou seja, cada barra possui um fator participativo relacionado à classe em que se encontra. Essa relação é expressa por:

$$F_{corte\ prior} = \frac{Pl_{prior}}{\sum_{j=1}^{nb_{prior}} Pl_{j\ prior}} ; \quad prior = baixa, média e alta \quad (3.18)$$

onde:

$F_{corte\ prior}$ : conjunto dos fatores de participação;

$Pl_{prior}$ : conjunto com a potências  $Pls$  de cada barra;

$prior$ : classe de prioridade definida e;

$nb_{prior}$ : número total de barras dessa classe.

A Tabela 3.1 mostra a hierarquia de corte de carga por subfrequência

Tabela 3.1 – Política de corte de carga por subfrequência.

Ordem	Condição	Corte de Carga
1ª	$f < f_{limite}$	$Pl'_{baixa} = Pl_{baixa} - \Delta C_{subfreq} \cdot F_{corte\ baixa}$
2ª	$f < f_{limite}$ $\sum_{j=1}^{nb_{baixa}} Pl'_{j\ baixa} = 0$	$Pl'_{média} = Pl_{média} - \left( \Delta C_{subfreq} - \left( \sum_{i=1}^{nb_{baixa}} Pl_i \right) \right) \cdot F_{corte\ alta}$
3ª	$f < f_{limite}$ $\sum_{j=1}^{nb_{baixa}} Pl'_{j\ baixa} = 0$ $\sum_{j=1}^{nb_{média}} Pl'_{j\ média} = 0$	$Pl'_{alta} = Pl_{alta} - \left( \Delta C_{subfreq} - \left( \sum_{i=1}^{nb_{baixa}} Pl_i + \sum_{i=1}^{nb_{média}} Pl_i \right) \right) \cdot F_{corte\ alta}$

Assumindo que em microrredes a participação de potência reativa está diretamente ligada a cargas ativas, não há predominância de cargas puramente indutivas, e o corte de carga reativa é feito de modo a manter o fator de potência do caso base.

Após o corte de carga, o algoritmo de fluxo de potência é novamente executado para verificar se, após a medida tomada, a frequência se encontra dentro do aceitável. Na iteração seguinte do fluxo, os valores  $PI_{prior}$  originais são atualizados para  $PI'_{prior}$ .

### 3.4 Proposta de Corte de carga por Subtensão

Valores muito baixos de tensão em algumas barras podem fazer com que o sistema seja conduzido ao colapso de tensão. Devido à ausência de compensação local de potência reativa, o corte de carga por subtensão em microrredes muitas vezes é adotado como uma medida corretiva do perfil de tensão [61], [62]. Este tipo de corte de carga é adotado após o corte por subfrequência, caso este não corrija a tensão por si só. Isso estabelece, portanto, uma hierarquia de ação de controle neste trabalho.

Uma alternativa para se fazer o corte de carga por subtensão consiste em uma manipulação na formulação da matriz Jacobina, proposta em [36]. A partir do instante em que uma determinada barra viola o limite inferior de tensão, essa barra tem seu valor definido no valor limite ( $V_{limite}$ ). Na formulação do fluxo de potência, isso implica que não haverá mais derivadas parciais das potências P e Q dessa barra com relação a tensões. Dessa forma, a coluna da barra correspondente a essas derivadas se torna nula, podendo ser retirada da matriz Jacobiana.

No entanto, nesta formulação, é evidente que as novas tensões das barras que apresentaram subtensão devem ficar em função da carga a ser cortada ( $\Delta C_{subtensão}$ ), a qual se torna mais uma variável no problema. A nova matriz Jacobiana é semelhante a original, diferenciando apenas no fato de que a coluna corresponde às barras que apresentaram subtensão são nulas, exceto os elementos que correspondem às barras que terão carga cortada, os quais assumem o valor  $-1$ . Em geral, adota-se o corte de carga na própria barra. No entanto, pode ocorrer em uma ou mais barras vizinhas. O equacionamento da formulação da matriz Jacobiana para o corte por subtensão é mostrado em (3.19):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta P_{st} \\ \Delta Q \\ \Delta Q_{st} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \tilde{N} \\ M & \tilde{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta C_{subtensão_{st}} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Em (3.19), as submatrizes  $H$  e  $M$  preservam a identidade da formulação clássica do fluxo de potência, sendo as derivadas parciais de  $\mathbf{P}$  e  $\mathbf{Q}$  com relação a  $\boldsymbol{\theta}$ . As submatrizes  $\tilde{N}$  e  $\tilde{L}$  diferem de  $N$  e  $L$  pelo fato de não conterem as derivadas parciais das potências das barras com relação àquelas que apresentaram subtensão, uma vez que essas barras tiveram a tensão definida no limite.  $st$  é o conjunto de barras que apresentaram subtensão e terão carga cortada.

De (3.19) nota-se que, na iteração do fluxo de potência subsequente ao corte de carga, as potências das barras do conjunto  $st$  serão reduzidas, conforme mostrado a seguir:

$$P_{st}^{it+1} = P_{st}^{it}(V, \theta) - \Delta C_{subtensão_{st}} \quad (3.20)$$

$$Q_{st}^{it+1} = Q_{st}^{it}(V, \theta) - \Delta C_{subtensão_{st}} \quad (3.21)$$

sendo  $it$  a iteração correspondente.

Embora o corte por subtensão comumente seja local, na formulação, pode-se cortar carga de qualquer barra do sistema para corrigir a tensão de uma barra em específico. No entanto, para este caso, haverá dois conjuntos, um com as barras com subtensão e outro com as que terão carga cortada.

A fim de preservar a mesma política de corte de carga reativa mostrada na seção anterior, a formulação apresentada em [36] sofre uma pequena modificação, tirando a parcela de corte de carga reativa a fim de permitir que esse corte seja feito de modo a manter o fator de potência inicial, isto é, a nova matriz Jacobiana assume a seguinte formulação:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta P_k \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \tilde{N} \\ M & \tilde{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta C_{subtensão} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

de tal forma que a correção da tensão se torna função do corte de potência ativa, ficando assim a o corte de potência reativa em função de (3.20).

Assim como na política do corte de carga por subfrequência, existem cargas que devem ser mantidas, independente do cenário em que o sistema opera. Considerando o fato de que o corte de carga por subtensão é uma medida corretiva regional, ou seja, deve ser aplicado

na própria barra ou em sua proximidade, o trabalho propõe utilizar a técnica do Vetor Tangente para escolha das barras mais susceptíveis ao corte, no caso em que as que apresentem subtensão sejam de média ou alta prioridade. A técnica do vetor tangente é comumente utilizada na literatura na construção das curvas P-V, através do método da continuação [63].

Basicamente, o Vetor Tangente ( $VT$ ) indica a sensibilidade da variação de tensão de uma barra frente à potência das outras do sistema. É obtido através do produto entre a inversa da matriz Jacobina com um vetor de carga do sistema, nulo para todos os elementos, exceto para a barra que se deseja analisar a sensibilidade [63]. O equacionamento de  $VT$  de uma barra  $i$  se dá conforme mostrado na seguinte expressão:

$$VT_i = [J]^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ Pl_i \\ 0 \\ \vdots \\ Ql_i \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Em (3.23)  $J$  é a matriz Jacobiana do sistema e  $Pl_i$  e  $Ql_i$  as potências ativa e reativa da barra  $i$ . Através do valor do  $VT$  de cada barra, cria-se uma regra para definir a ordem do corte de carga em barras diferentes das que apresentaram subtensão, caso seja necessário. Quanto maior for o valor de  $VT$ , maior é a sensibilidade dessa barra em relação à das outras.

A política de corte de carga por subtensão determinada pelo vetor tangente consiste em, caso a prioridade da barra com subtensão seja média ou alta, ordenar as barras de prioridade inferior de acordo com a sua sensibilidade em relação à variação de tensão das barras. A Tabela 3.2 mostra essa política. A priori, o  $VT$  ordena as barras de prioridade baixa para o corte, caso ainda não seja suficiente, as barras de prioridade média sofrem cortes, e se mesmo assim a tensão não for restabelecida, o corte local é executado.

Tabela 3.2 – Política do corte de carga por subtensão.

Prioridade das Barras	Técnica	Política de Corte
Baixa	Corte Local	$\Delta C_{subtensão}$ local em $Pl_{baixa}$
Média	Vetor	1° $\Delta C_{subtensão}$ em $Pl_{baixa}$ se $\sum Pl_{baixa} \neq 0$ e $V < V_{limite}$



	Tangente	2°	$\Delta C_{subtensão}$ local em $P_{l_{média}}$ se $\sum P_{l_{baixa}} = 0$ e $V < V_{limite}$
		1°	$\Delta C_{subtensão}$ em $P_{l_{baixa}}$ se $\sum P_{l_{baixa}} \neq 0$ e $V < V_{limite}$
Alta	Vetor Tangente	2°	$\Delta C_{subtensão}$ em $P_{l_{média}}$ se $\sum P_{l_{baixa}} = 0$ e $V < V_{limite}$
		3°	$\Delta C_{subtensão}$ local em $P_{l_{alta}}$ se $\sum P_{l_{baixa}} = 0, \sum P_{l_{média}} = 0$ e $V < V_{limite}$

Ainda mais, a fim de evitar problemas de singularidade na matriz Jacobiana modificada, uma única barra tem carga cortada por iteração. Isso equivale a tentar corrigir a tensão da barra mais crítica do sistema (a que apresenta o menor valor de tensão), e caso o corte de carga dessa barra não corrija a tensão das outras, um novo corte é executado na barra que apresentou maior subtensão entre as que restaram. Convém aqui ressaltar que, caso a política de corte fosse apenas local, as *st* barras que apresentaram subtensão poderiam ser corrigidas em uma única iteração.

Algumas observações acerca da metodologia apresentadas para o corte de carga por subtensão podem ser feitas e merecem certa atenção:

- A convergência é obtida normalmente através com o algoritmo do MNR. Não foram observados problemas numéricos durante as iterações;
- A metodologia aqui apresentada constitui uma solução sub-ótima apenas para um corte local, ou seja, na própria barra em que ocorreu subtensão. Quando há necessidade de um corte em barras diferentes dessas, a matriz Jacobiana modificada perde a sua direcionalidade, aumentando assim o número de iterações para convergência. No entanto, não há prejuízo nos resultados;
- Embora as barras que apresentaram subtensão tenham a tensão definida no algoritmo de corte de carga, ou seja, assumem o comportamento de uma barra “PQV”, durante a execução do algoritmo de Newton-Rapshon, essas barras ainda são definidas como PQ, tendo a tensão calculada durante o processo de iterativo. A modificação da matriz Jacobiana apresentada serve apenas para determinar a carga a ser cortada.

Assim como no corte por subfrequência, os valores das cargas são atualizados conforme o corte e o algoritmo de fluxo de potência via MNR executado novamente.

A Figura 3.4 ilustra o fluxograma que ilustra passo-a-passo o algoritmo inteiro, já complementado com as políticas de corte de carga e a continuidade em um intervalo de tempo definido.

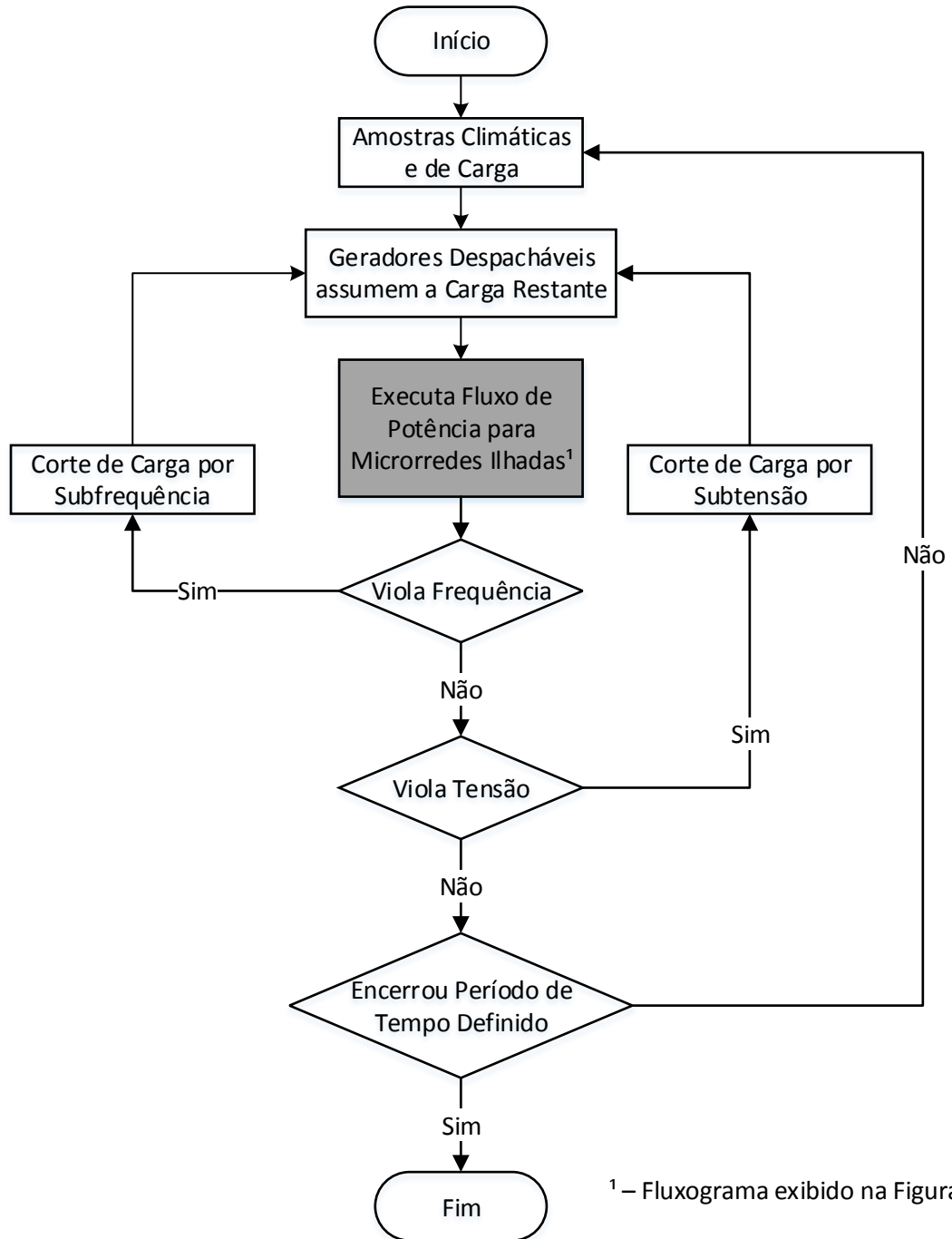


Figura 3.4 – Fluxograma do algoritmo de corte de carga.

### 3.5 Simulação Monte Carlo

A Simulação Monte Carlo (SMC) é um método matemático utilizado como forma de obter resultados numéricos aproximados de problemas em que a solução analítica é de extrema complexidade, ou até mesmo, impossível [64].

Fundamentalmente, a SMC é um processo estocástico que se baseia em uma grande quantidade de amostragens temporais de estados do sistema, de forma a estimar alguns índices probabilísticos. A principal ideia é verificar o estado de um sistema frente a massivos sorteios dessas variáveis. Em SEP, sua aplicação se dá comumente em estudos de confiabilidade, onde as variáveis aleatórias (sorteadas) estão relacionadas à geração e à disponibilidade de equipamentos [51], [65], [66].

Neste trabalho, utiliza-se a SMC de forma a estimar o comportamento da microrrede a partir do ilhamento. Consideram-se duas variáveis aleatórias, a citar:

- Instante do ilhamento: relacionado ao momento em que a microrrede é desconectada da rede principal, passando a operar de forma ilhada.
- Duração do ilhamento: diz respeito ao período durante o qual a microrrede opera de forma ilhada.

O conhecimento prévio das curvas de probabilidade da ocorrência do ilhamento é de suma importância na formulação do problema da SMC para este estudo. Pelo fato do ilhamento ser consequência de uma série de variáveis, tais como condições climáticas, operacionais de emergência entre outros, este trabalho adota, por simplicidade, a distribuição uniforme. Assim, admite-se que o ilhamento pode ocorrer, com igual probabilidade, em qualquer instante do período de análise. Cabe ressaltar que esta premissa foi feita apenas porque não se dispõe de dados suficientes para modelar o instante do ilhamento. Caso novos dados estejam disponíveis no futuro, estes podem ser utilizados normalmente pela metodologia proposta.

Ao contrário do instante da ocorrência do ilhamento, a duração do ilhamento possui um comportamento mais previsível, podendo estar relacionada com os índices de manutenção (frequência e duração). Assim é possível a formulação de um modelo mais elaborado para essa variável aleatória. Aqui, adota-se hipoteticamente a distribuição normal, em que as probabilidades de ocorrência são maiores para a faixa de valores próximos à média e

decrecem à medida que os valores se afastam da mesma, conforme o desvio padrão dos dados. A Figura 3.5 ilustra o perfil genérico das curvas de distribuição uniforme e normal.

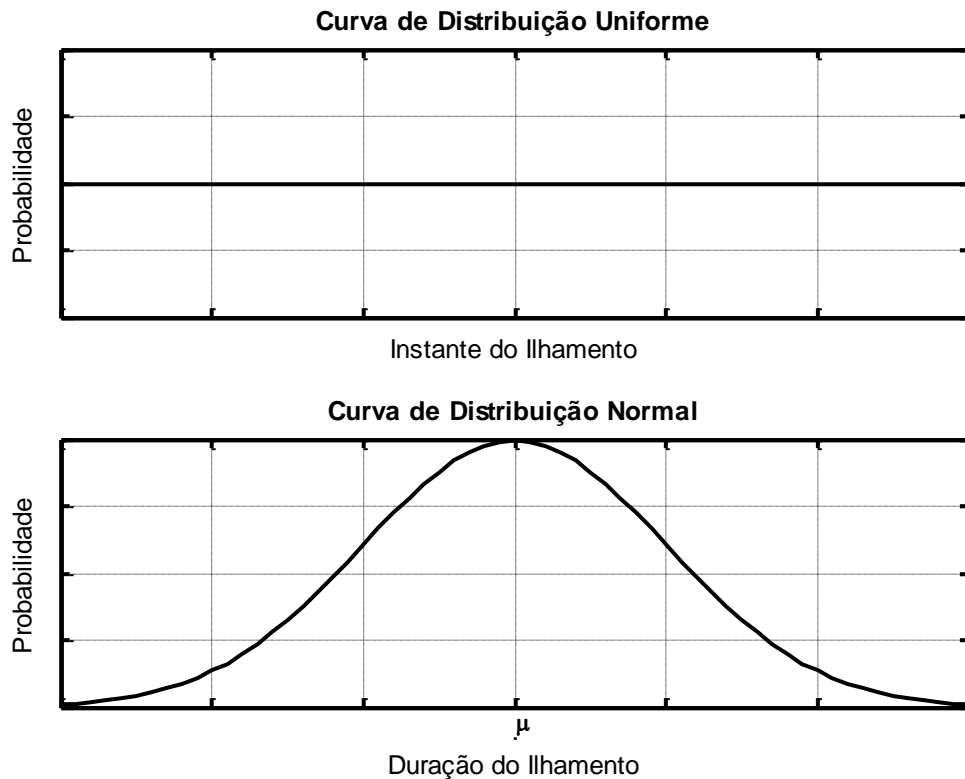


Figura 3.5 – Curvas genéricas de distribuições de probabilidade uniforme e normal.

O modelo matemático das curvas de distribuição uniforme e normal da Figura 3.5 é dado como uma função probabilística  $f_p$ , tendo o instante de ilhamento ( $Inst_{ilh.a.}$ ) e o tempo de manutenção ( $t_{man}$ ) como variáveis independentes. O equacionamento do modelo é mostrado a seguir [64]:

Para a distribuição uniforme:

$$f_p(Inst_{ilh.a.}) = \frac{1}{Inst_{ilh.a.}_{fin} - Inst_{ilh.a.}_{inic.}} \quad (3.23)$$

Para a distribuição normal:

$$f_p(t_{man.}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{\left(-\frac{(t_{man.}-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)}; \quad t_{min} \leq t_{man} \leq t_{máx} \text{ e } \sigma > 0 \quad (3.24)$$

onde:

- $t_{man}; Inst_{ilh.a.}$ : tempo de manutenção e instante de ilhamento;
- $t_{min.}; t_{máx.}$ : tempos mínimo e máximo para reparo do defeito;

$Inst_{ilha_{inic.}}; Inst_{ilha_{fin.}}$  : instantes inicial e final de uma ocorrência de ilhamento;  
 $\mu$  : média do tempo de manutenção (reparo);  
 $\sigma$  : desvio padrão do tempo de reparo.

Para cada instante de tempo de desconexão sorteado, um tempo de duração de ilhamento é amostrado conforme a curva de distribuição pré-definida. Aspectos relacionados ao nível de penetração de renováveis e comportamento da carga dizem respeito aos valores correspondentes às variáveis acima citadas. Em outras palavras, para cada tempo de ilhamento há um perfil distinto de carga, de vento, de irradiação solar e de temperatura. O diagrama esquemático desse processo é mostrado na Figura 3.6.

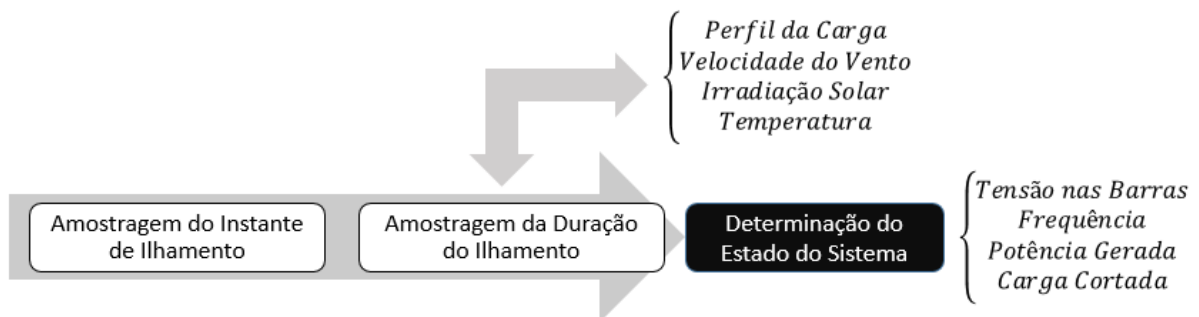


Figura 3.6 – Diagrama esquemático do processo de amostragem da SMC.

### 3.5.1 Definição das Funções-Testes

Para o caso da aplicação da SMC em SEP, a literatura utiliza alguns índices relacionados principalmente ao corte de carga para cada barra, classe de prioridades ou para o sistema todo. Via de regra, são utilizados quatro índices [67]:

- LOLP: *Loss of Load Probability* (Probabilidade de corte de carga);
- EENS: *Expected Energy Not Supplied* (Valor esperado de energia não suprida);
- LOLF: *Loss of Load Frequency* (Frequência de perda de carga);
- EPNS: *Expected Power Not Supplied* (Valor esperado de potência não suprida).

O trabalho utiliza apenas dois, por julgar as mais pertinentes à análise. São eles: LOLP e EENS. Adicionalmente, considera-se um índice para cada classe de prioridades com cortes de carga por subfrequência e subtensão analisados separadamente. Dessa forma, esses dois índices assumem a forma mostrada abaixo, totalizando doze para todo o sistema.

$$LOLP_{microrrede} = \begin{cases} LOLP_{subfreq.baixa} \\ LOLP_{subfreq.média} \\ LOLP_{subfreq.alta} \\ LOLP_{subtensão.baixa} \\ LOLP_{subtensão.média} \\ LOLP_{subtensão.alta} \end{cases} ; EENS_{microrrede} = \begin{cases} EENS_{subfreq.baixa} \\ EENS_{subfreq.média} \\ EENS_{subfreq.alta} \\ EENS_{subtensão.baixa} \\ EENS_{subtensão.média} \\ EENS_{subtensão.alta} \end{cases}$$

Abaixo as duas funções-teste utilizadas são detalhadas.

### 3.5.1.1 Função-Teste para o índice LOLP

O índice LOLP (*Loss of Load Probability*) corresponde à probabilidade de perda de carga do sistema, independentemente de sua magnitude. Assim, para cada instante de tempo  $t$  amostrado, essa função teste avalia se houve ou não o corte. Seu valor é dado como [64]:

$$G_{LOLP}(t) = \begin{cases} 0, & \text{se em } t \text{ não ocorre corte de carga} \\ 1, & \text{se em } t \text{ ocorre corte de carga} \end{cases} \quad (3.25)$$

tal que,  $t$  corresponde ao instante de tempo amostrado. Atribui-se o valor “1” quando em algum instante do tempo de ilhamento sorteado houve necessidade de corte de carga; e “0” caso contrário, sendo essa a condição de sucesso para o estado sorteado.

### 3.5.1.2 Função-Teste para o índice EENS

A EENS (*Expected Energy not Supplied*) corresponde o valor esperado da energia que deixará de ser suprida pelo sistema durante o período de análise. Sua formulação é dada conforme mostrado em (3.26), multiplicando-se o tempo pelo montante de carga cortada [67].

$$G_{EENS}(t) = \begin{cases} 0, & \text{se em } t \text{ não ocorre corte de carga} \\ \Delta E_t, & \text{se em } t \text{ ocorre corte de carga} \end{cases} \quad (3.26)$$

onde:

$\Delta E_t$ : quantidade de energia não suprida durante o ilhamento, amostrada em intervalos de 10 min.

Uma vez realizado um grande número de simulações, os índices podem ser calculados como o valor esperado de uma função teste correspondente,  $E(G)$ , através do seguinte estimador não-tendencioso,[64], [67].

$$\tilde{E}(G) = \frac{1}{n_{MC}} \sum_{i=1}^{n_{MC}} G(t(i)) \quad (3.27)$$

onde:

- $G$  : função teste em análise para LOLP ou EENS;
- $\tilde{E}(G)$  : estimador do valor esperado de  $E(G)$ ;
- $n_{MC}$  : número total de estados amostrados;
- $t(i)$  : estado amostrado na iteração  $i$ .

Cabe ainda mencionar que no trabalho, além das funções teste acima citadas, índices de probabilidade referentes à subtensão em cada barra também são explorados no decorrer da análise do problema via SMC. No entanto, não entram aqui na formulação dos valores esperados da Equação (3.27), pois estes são obtidos apenas no final do processo.

### 3.5.2 Cálculo da Incerteza das Estimativas

Pelo fato da SMC ser um processo matemático estocástico, o valor exato de  $E(G)$  nunca será calculado precisamente, uma vez que a SMC trabalha com uma quantidade  $n_{MC}$  de amostras, e não a população total de dados. Assim, calcula-se apenas uma estimativa  $\tilde{E}(G)$  do valor exato de  $E(G)$ .

Em geral, a quantidade de amostras  $n_{MC}$  delimitam a precisão das estimativas das funções testes, ou seja, quanto maior a quantidade de amostras, mais precisa a função-teste será. No entanto, pré-definir uma quantidade de amostras é uma tarefa muitas vezes impraticável, visto que um valor excessivo exige um esforço computacional desnecessário e um valor abaixo compromete a incerteza.

Usualmente, a incerteza associada ao cálculo da estimativa é representada por um coeficiente de parada, o  $\beta$  [64], [67]. Quando esse valor se torna inferior a uma tolerância especificada, os índices calculados atingiram um grau de confiabilidade alto e a simulação pode ser encerrada. Seu valor pode ser determinado conforme a expressão:

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}(G)}}{\tilde{E}(G)} \quad (3.28)$$

sendo,  $\tilde{E}(G)$  a média amostral da função teste e  $\tilde{V}(G)$  sua variância amostral, ambas calculadas de acordo com o número de simulações executadas até então.

A variância de uma variável aleatória é uma medida que quantifica o quão longe essa variável está do valor esperado. É dada pela média do quadrado da diferença entre o valor esperado e sua estimativa para cada estado amostrado, conforme (3.29):

$$\tilde{V}(G) = \frac{1}{n_{MC}} \cdot \sum_{i=1}^{n_{MC}} \left( G(t(i)) - \tilde{E}(G(i)) \right)^2 \quad (3.29)$$

Como existem doze funções teste, conseqüentemente existirão doze coeficientes de parada, tal que o maior deles prevalece sobre os demais. Ou seja, a SMC só é encerrada quando o maior  $\beta$  se tornar menor ou igual à tolerância estipulada no início do algoritmo.

O fluxograma de execução da SMC utilizado no trabalho é exibido na Figura 3.7. Em síntese, o algoritmo é executado até sua convergência para cada mês, totalizando assim doze vezes.



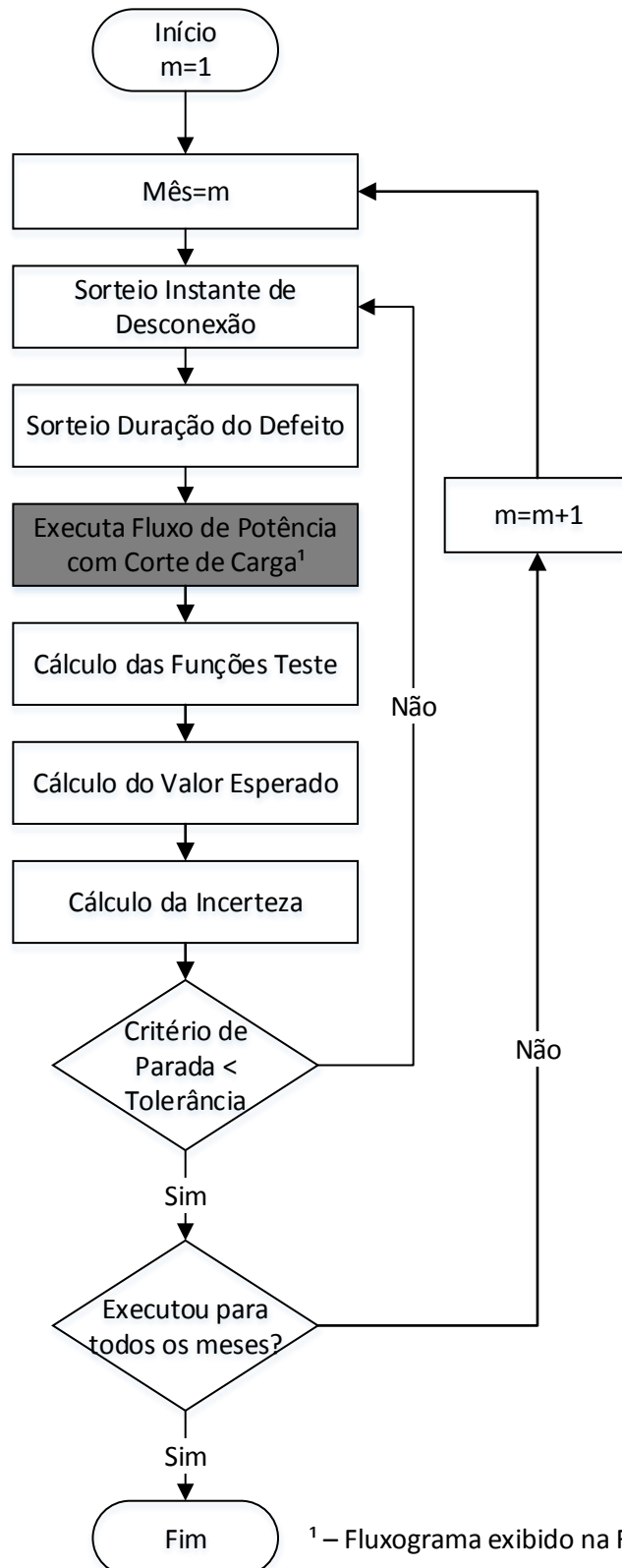


Figura 3.7 – Fluxograma do algoritmo da SMC utilizado no trabalho.

## CAPÍTULO 4 – RESULTADOS

### 4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os principais resultados provenientes deste trabalho. A metodologia proposta no capítulo anterior é aplicada a dois sistemas testes: IEEE 13 barras [68] e IEEE 14 barras [69], descritos em subseções deste capítulo. O primeiro apresenta características típicas de um sistema de distribuição, enquanto o segundo, de transmissão. Nos dois sistemas são feitas algumas modificações que são explicadas nas seções correspondentes, e o intuito é caracterizá-los dentro do conceito de microrredes.

A fim de melhorar a exposição dos resultados, cada uma das seções é igualmente dividida conforme mostrado a seguir:

Subseção 4.2/3.1. – **Descrição dos Sistemas Testes:** Detalha a topologia adotada de cada um dos sistemas, explicando as modificações utilizadas;

Subseção 4.2/3.2. – **Análise para um período de tempo definido:** Os sistemas são analisados durante um instante definido. A intenção aqui é mostrar a eficácia do algoritmo do CSMR, detalhando o funcionamento de cada política de corte de carga;

Subseção 4.2/3.3. – **Validação dos Resultados via Simulação de Monte Carlo:** Os resultados são validados com a utilização da SMC em 12 meses, mostrando todos os índices previamente definidos. Uma análise detalhada de um único mês também é apresentada de forma a mostrar a funcionalidade da SMC para este caso de estudo.

Algumas considerações gerais a respeito das condições dos resultados são feitas:

- Os dados climáticos são fornecidos pelo *software* HOMER ® *Student License*, amostrados em intervalos de 10 minutos para a região geográfica de Itajubá-MG;

- Os valores de irradiação, temperatura e vento são os mesmos para toda a região do sistema;
- Todas as cargas respeitam o mesmo perfil de variação ao longo do tempo;
- A topologia do sistema permanece inalterada para todos os instantes amostrados;
- Os sistemas são totalmente equilibrados;
- Atrasos de transporte dos dados são desprezados;
- Não se leva em conta aspectos de viabilidade econômica no que diz respeito ao dimensionamento de DAEs, WTs e PFVs;
- Adotam-se os valores limites estipulados na referência [33] para operação de sistemas de distribuição, sendo de 59,5Hz para frequência e de 0,9 [pu] para a tensão;
- Assume-se hipoteticamente uma curva de distribuição normal de probabilidade para a duração de ilhamentos, sendo formada por  $\mu_{t_{man}} = 60 \text{ min}$  e  $\sigma_{t_{man}} = 15 \text{ min}$ ;
- A SMC é executada para todos os casos até que o maior  $\beta$  se torne menor que 0,05, isto é, 5% de incerteza; ou, caso a simulação atinja um total de 15000 iterações.

Para a execução do trabalho, utiliza-se uma plataforma de simulação desenvolvida pelo autor via *script* do *software* MATLAB ®.

## 4.2 Sistema Teste IEEE 14 Barras

O sistema IEEE 14 Barras corresponde à parcela centro-oeste do sistema elétrico norte americano [69]. Constitui-se de um sistema de transmissão, que aqui é adaptado para emular uma microrrede.

Pelo fato de ser um sistema de transmissão, as relações  $X/R$  das linhas são grandes e o sistema por natureza já é equilibrando, assegurando a convergência do MNR e dispensando a utilização da rotação de eixos. Dados relativos à topologia do sistema utilizado são encontrados em [69].

### 4.2.1 Descrição do Sistema

A real base de potência em que os componentes do sistema estão torna o conceito de microrredes impraticável para este sistema, e dessa forma, assume-se neste trabalho que todos os componentes do sistema estão em uma base genérica característica de uma microrrede, possibilitando assim a conexão significativa de banco de baterias e painéis fotovoltaicos, por exemplo. Ainda mais, assume-se que todos os transformadores estão com *tap* 1 e os compensadores síncronos são retirados.

O sistema já modificado possui um total de 14 barras, sendo 4 de geração e 9 de carga, além da *swing*. As Tabelas 4.1 - 4.3 indicam a distribuição de cargas, baterias, e a configuração da geração utilizada, tanto despachável como renovável. A barra *swing* (Barra 1) é mantida a uma tensão de 1.03 [pu] com ângulo zero.

Tabela 4.1 – Carga do sistema IEEE 14 Barras.

Barra	$P_{base}$ [pu]	$Q_{base}$ [pu]	Prioridade
2	0,3	0,12	Baixa
3	0,94	0,19	Média
4	0,48	0,4	Média
5	0,1	0,015	Baixa
6	0,12	0,07	Baixa
7	0	0	Baixa
8	0	0	Baixa
9	0,3	0,15	Baixa
10	0,09	0,04	Baixa
11	0,04	0,015	Média
12	0,06	0,015	Alta
13	0,015	0,058	Média
14	0,15	0,5	Alta

Tabela 4.2 - Geração renovável e baterias do sistema IEEE 14 Barras.

Barra	$m$	$n$	$P_{máx}$
2	0,02	1e-4	0,55
3	0,02	1e-4	0,55
6	0,02	1e-4	0,55

---

8                      0,02                      1e-4                      0,55

---

Tabela 4.3 – Geração renovável e baterias do sistema IEEE 14 Barras

<b>Solar</b>				
<b>Barra</b>	$n_{série}$	$n_{paralelo}$	$P_{nominal} [pu]$	
11	20	20	0,15	
12	20	20	0,15	
13	20	20	0,15	
<b>Eólica</b>				
<b>Barra</b>	$\omega_{ci} [m/s]$	$\omega_{co} [m/s]$	$\omega_r [m/s]$	$P_{nominal} [pu]$
4	4	12	8	$\cong 0,3$
5	4	12	8	$\cong 0,3$
7	4	12	8	$\cong 0,3$
<b>Baterias</b>				
<b>Barras</b>	$Cap_{máx} [pu]$	$Cap_{min} [pu]$	$m$	$P_{nominal} [pu]$
8	1	0.2	0.05	0,3
9	0.8	0.2	0.035	0,3

A Figura 4.1 ilustra o sistema IEEE 14 Barras com a topologia apresentada.

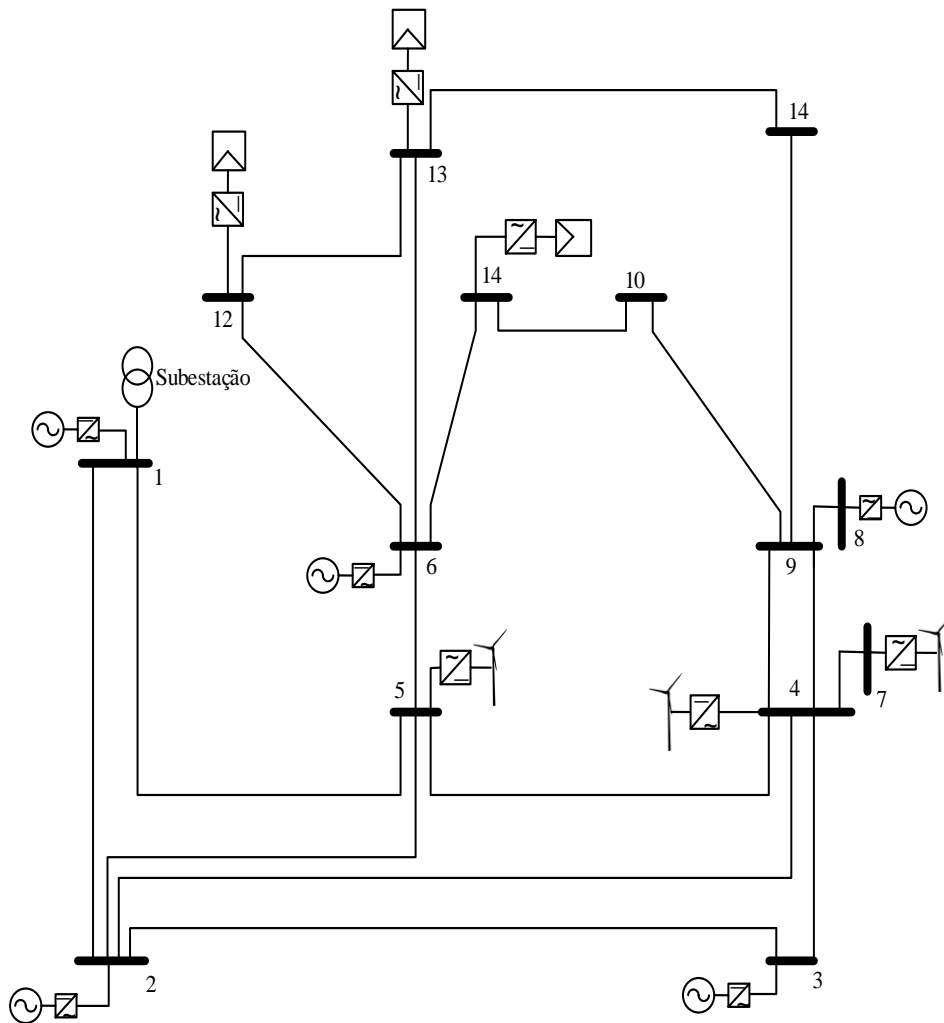


Figura 4.1 - Topologia do sistema IEEE 14 Barras.

#### 4.2.2 Análise para um Período de Tempo Definido

Para esta análise define-se um instante de tempo para que o algoritmo de fluxo de potência de microrredes ilhadas com as políticas de corte de carga seja executado. O algoritmo é exibido na Figura 3.7.

Adota-se aleatoriamente o instante correspondente à meia-noite do dia 10 de março, permanecendo a microrrede ilhada ao longo do dia todo. A Figura 4.2 descreve o perfil de variação climática e de carga no tempo considerado. A partir desses valores a geração renovável é inserida no fluxo de potência.

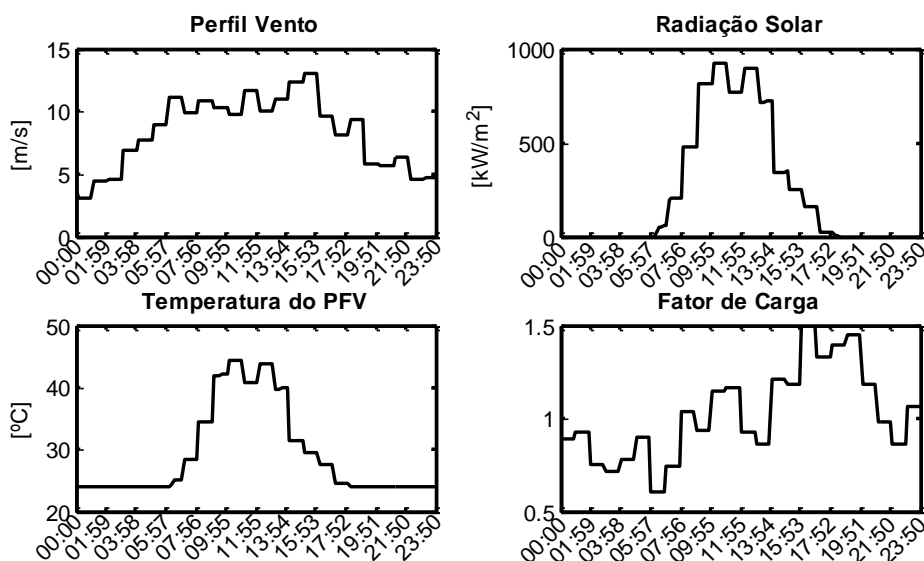


Figura 4.2 – Variáveis climáticas e de carga pertencentes ao instante de tempo considerado na análise do sistema IEEE 14 Barras.

A curva carga *versus* geração, resultado da execução do algoritmo, é exibida na Figura 4.3. Nota-se que em todos os instantes a geração tende a acompanhar a carga, já considerando as políticas de corte, sendo ligeiramente superior devido às perdas. Ainda mais, sempre que há um aumento da geração renovável, as despacháveis são reduzidas. As grandes diferenças de carga e geração se devem à conexão de baterias, mostrada na Figura 4.5, resultando em um alívio de geração, quando as baterias estão sendo descarregadas.

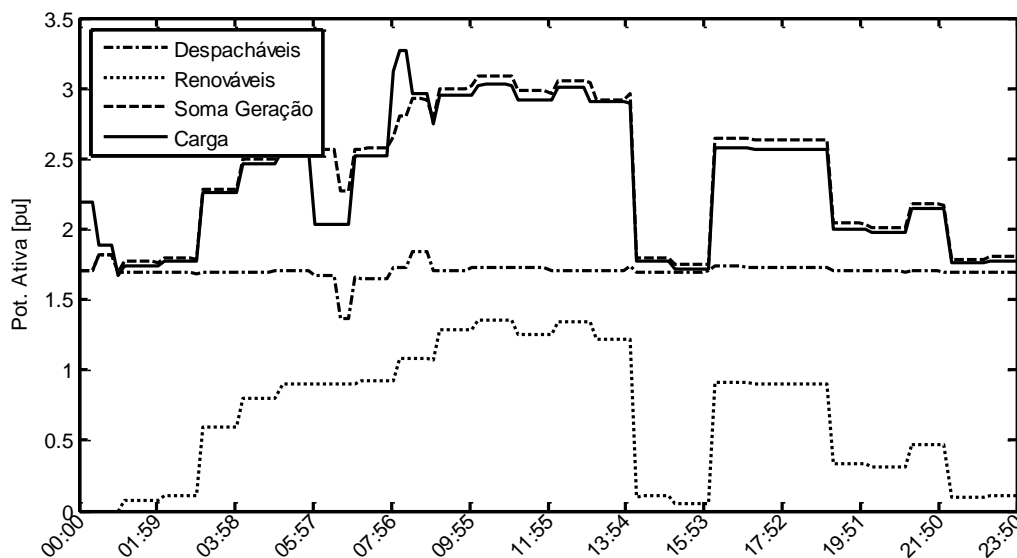


Figura 4.3 – Curva carga *versus* geração do sistema IEEE 14 Barras.

A penetração de energia renovável é exibida na Figura 4.4. Claramente os PFV têm capacidade de geração compreendida apenas durante o dia, aproximadamente entre as 6:00h e 18:00h. E as WTs respeitam a relação mostrada em 2.10, a qual diz que a potência de saída será constante em uma faixa de velocidade e nula acima da velocidade *cut-off* e abaixo da de *cut-in*, como mostrado na Figura 4.4.

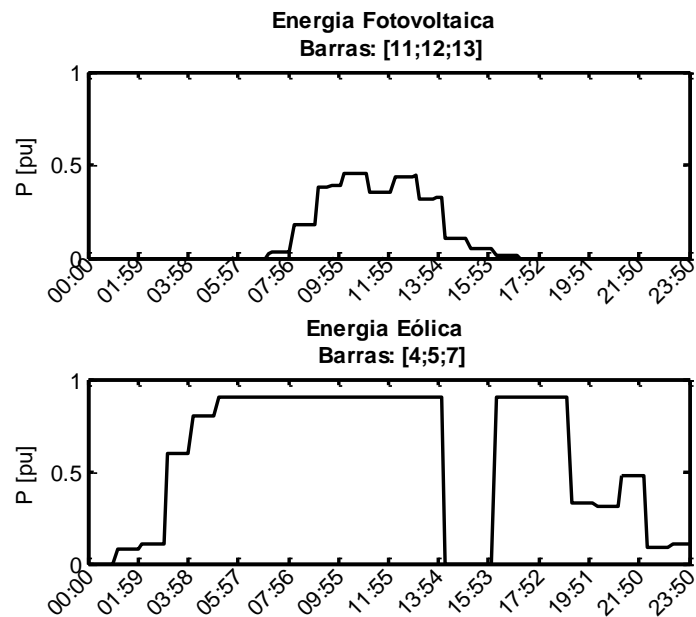


Figura 4.4 – Penetração de geração renovável no sistema IEEE 14 Barras.

O comportamento das baterias é exibido na Figura 4.5. Observa-se que a potência é mantida constante enquanto há energia disponível, tornando-se zero quando a bateria é descarregada. Devido ao fato da bateria da Barra 9 possuir menor coeficiente de *droop*, será descarregada mais rapidamente que a outra. Ressalta-se que, por convenção, as baterias possuem potência negativa quando estão sendo descarregadas, e potência positiva quando estão sendo carregadas.



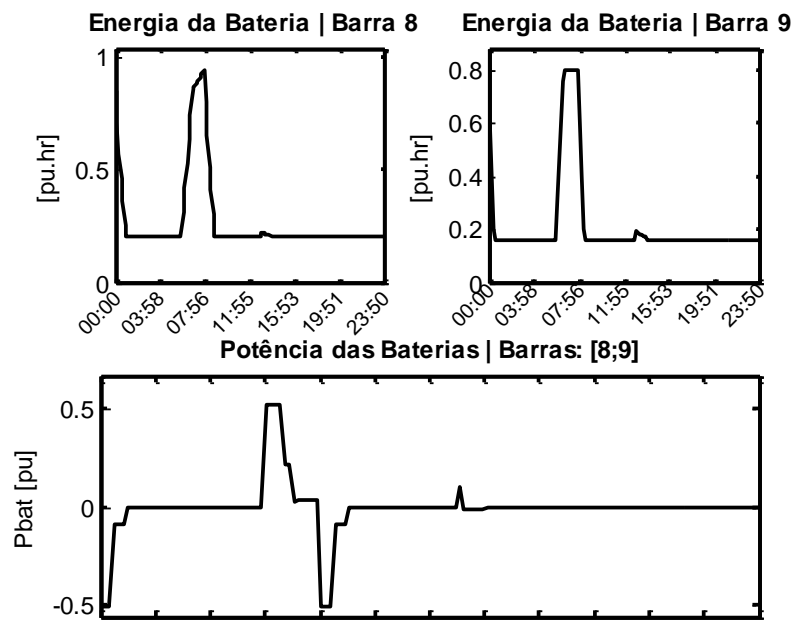


Figura 4.5 - Comportamento das baterias no sistema IEEE 14 Barras.

As Figuras 4.6 e 4.7 apresentam os perfis de frequência do sistema e tensão em todas as barras que apresentaram subtensão. Nas figuras, as linhas tracejadas correspondem aos valores sem corte; as pontilhadas apenas com corte por subfrequência e a contínua após o corte por subtensão.

Na Figura 4.7, quando não há corte de carga, a frequência satura em aproximadamente 59.3Hz devido à incapacidade dos geradores fornecerem potência além da máxima. Todo o excedente de demanda nesses momentos é absorvido pela barra *swing* do sistema.

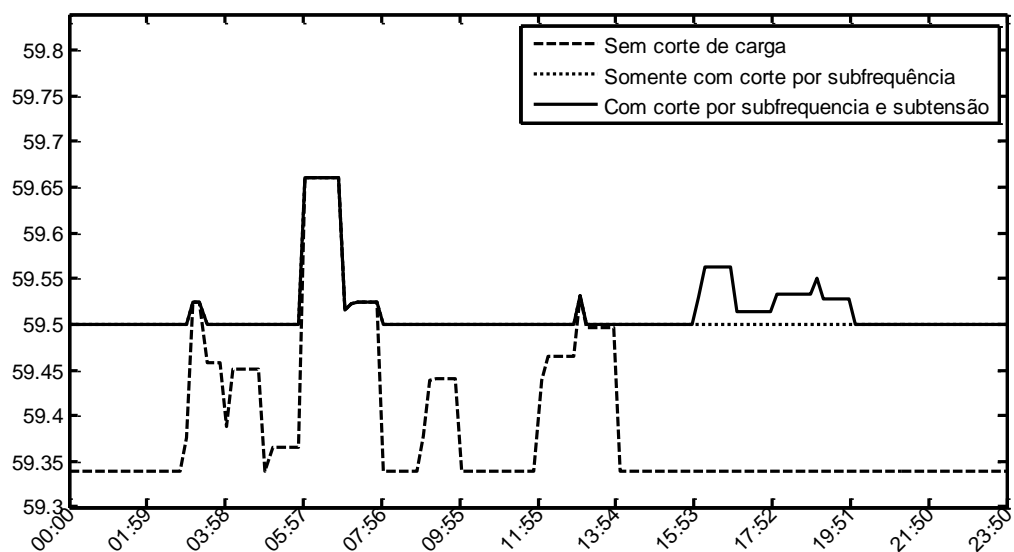


Figura 4.6 - Perfil de frequência do sistema IEEE 14 Barras.

De acordo com a hierarquia do corte de carga, primeiro corrige-se a frequência e depois a tensão. A Figura 4.8 mostra a distribuição da carga cortada entre as barras, levando em conta a classificação prioritária da carga. Em momentos em que a demanda não é tão acentuada, o corte unicamente das barras de prioridade baixa corrige a frequência, intervalo este compreendido entre 0:00h e 14:00h. No entanto, fora deste intervalo a demanda é alta, e, em alguns momentos, pequenas quantidades de carga devem ser cortadas das barras de prioridade média. A classe de prioridade alta da carga, como desejado, é totalmente preservada no corte por subfrequência.

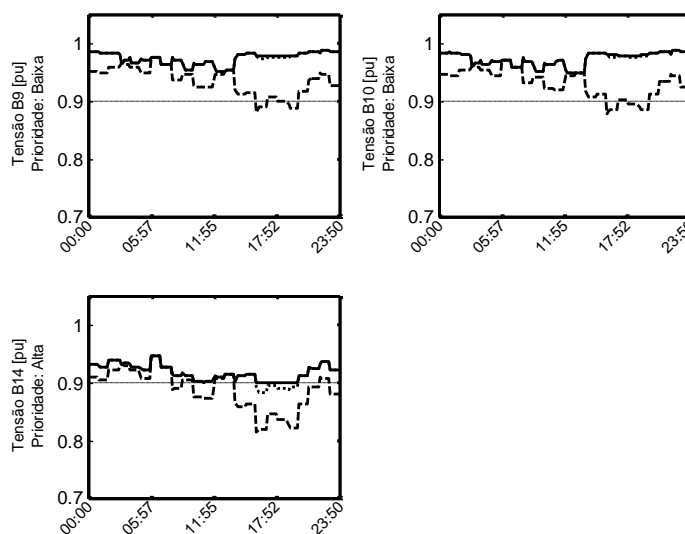


Figura 4.7 - Perfil de tensão das barras que apresentaram subtensão do sistema IEEE 14 Barras.

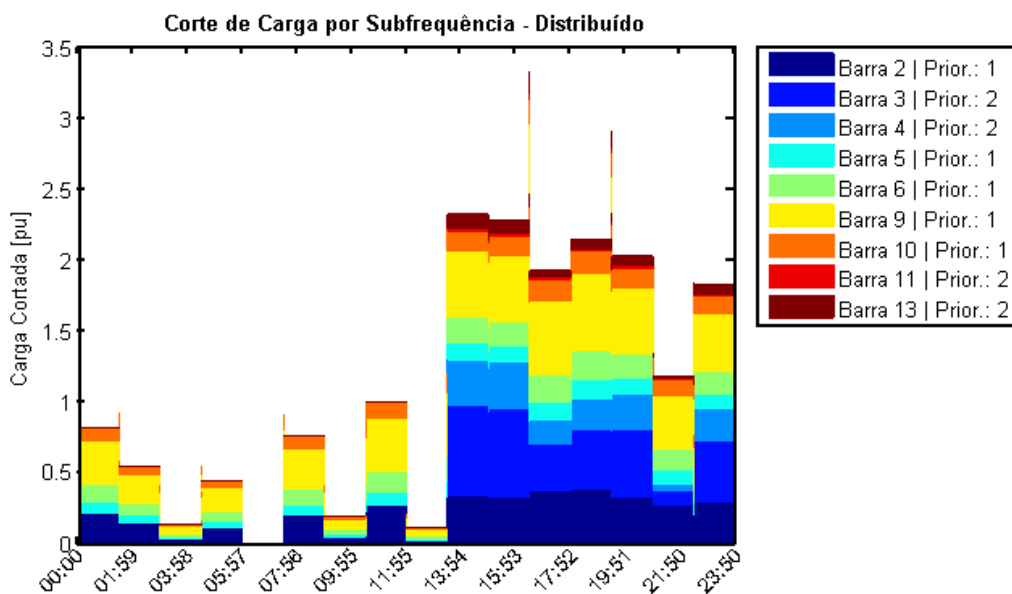


Figura 4.8 - Corte de carga por subfrequência no sistema IEEE 14 Barras.

Como mostrado na Figura 4.7, mesmo após o corte por subfrequência, a Barra 14 ainda apresentou uma ligeira subtensão. Por se tratar de uma barra com alta prioridade de sobrevivência, a técnica do Vetor Tangente é utilizada para a determinação das barras mais susceptíveis ao corte. A Tabela 4.4 ordena as barras para o corte, considerando as classes prioritárias e o valor de VT.

Tabela 4.4 – Ordem de corte de carga por subtensão segundo o Vetor Tangente para subtensão na Barra 14 do sistema IEEE 14 Barras.

Ordem	1°	2°	3°	4°	6°	7°	8°
Barra	5	9	10	7	13	11	4
Prior.	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa	Média	Média	Média

Embora as Barras 5, 9, 10 e 7 sejam as primeiras da ordem, não possuem mais carga, visto que o período de subtensão também é considerado crítico do ponto de vista da frequência, e, nesse período, a carga de prioridade baixa foi inteiramente cortada. Dessa forma, as Barras 13 e 11 assumem a responsabilidade da correção de tensão da Barra 14, como mostrado na Figura 4.10.

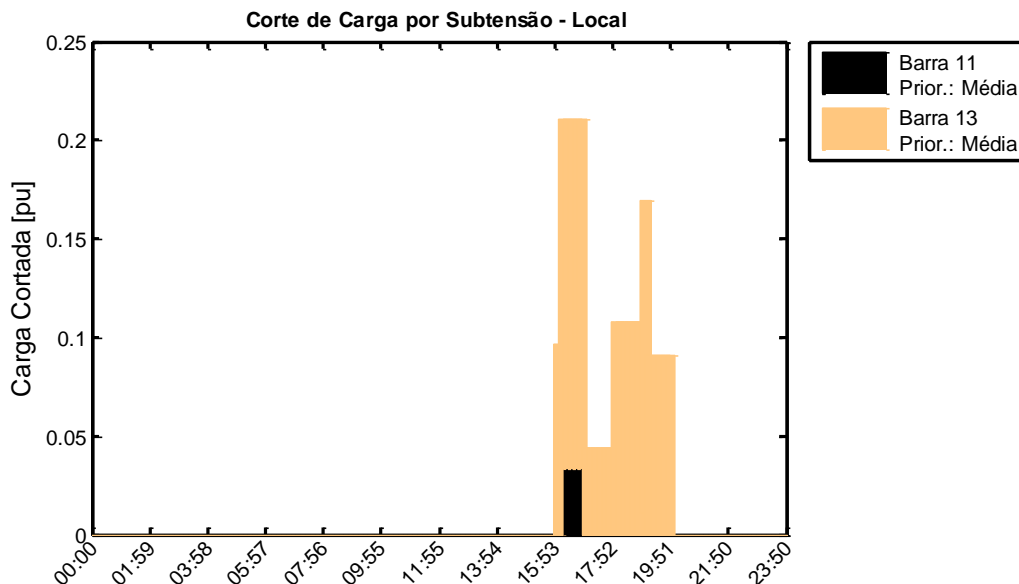


Figura 4.9 – Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 14 Barras, com a técnica do Vetor Tangente.

Adicionalmente, a Figura 4.10 mostra o perfil do corte de carga por subtensão caso o VT não fosse utilizado. O corte seria local e recairia inteiramente na Barra 14. Observa-se que a diferença de carga é bem inferior ao caso da Figura 4.19, no entanto, serviços essenciais à sobrevivência humana poderiam ser desligados, o que não é viável.

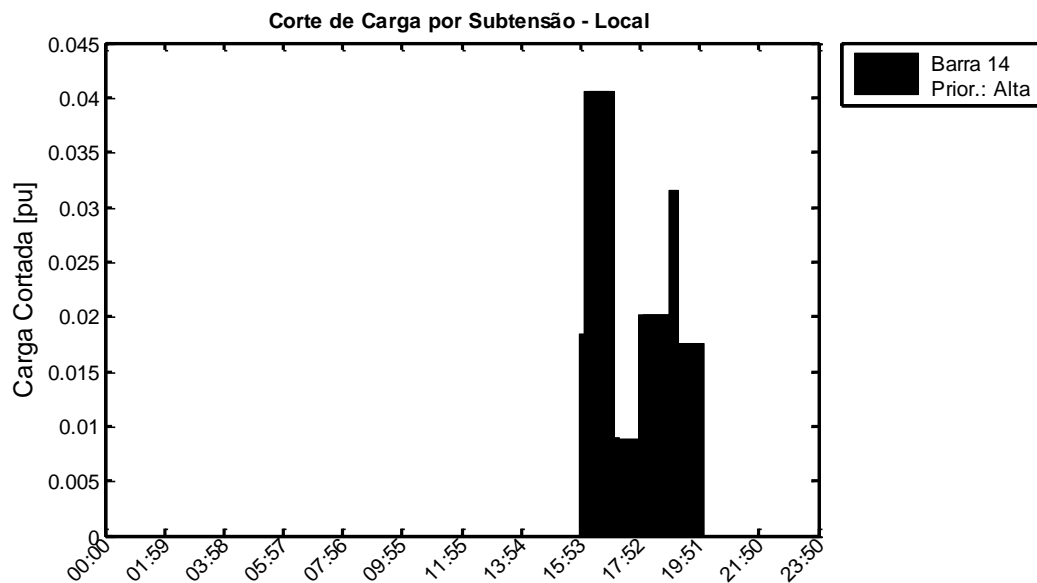


Figura 4.10 - Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 14 Barras, sem a técnica do Vetor Tangente.

### 4.2.3 Validação dos Resultados do Sistema via Simulação Monte Carlo

A SMC é utilizada para validar toda a metodologia proposta no trabalho. Em síntese, um instante de tempo compreendido entre 0:00h do primeiro dia e às 23:50 h do último dia de cada mês é amostrado, com igual probabilidade de ocorrência. A partir deste instante, amostra-se um período de tempo correspondente ao ilhamento em uma curva de distribuição normal característica do tempo para restabelecimento da condição normal de operação.

Para cada iteração da SMC, todo o fluxo de potência exibido da subseção anterior é executado com os níveis das variáveis climáticas e da carga referente ao instante amostrado e os valores das funções-testes calculados. Como previamente definido, consideram-se os índices das funções-testes para cada classe de prioridade da carga, analisando as duas políticas de corte separadamente.

Os índices LOLP e EENS mensais são exibidos a seguir. A Tabela 4.5 mostra os índices para o corte por subfrequência e a Tabela 4.6, por subtensão.

Tabela 4.5 – LOLP e EENS mensais do sistema IEEE 14 Barras para subfrequência.

		Meses											
		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Prior.	LOLP [%]												
Baixa	91,4	92,4	77,9	79,1	78,2	81,3	80,7	80,9	84,9	83,8	82,9	93,4	
Média	24,3	20,5	19,4	18,5	17,6	18,4	16,5	17,1	19,2	15,4	17,5	22,9	
Alta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		EENS [pu/h]											
Baixa	3,53	3,42	2,95	2,81	2,79	2,90	2,69	2,88	3,10	2,86	3,06	3,59	
Média	0,51	0,41	0,36	0,3	0,27	0,26	0,29	0,37	0,34	0,3	0,38	0,44	
Alta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 4.6 – LOLP e EENS mensais do sistema IEEE 14 Barras para subtensão.

		Meses											
		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Prior.	LOLP [%]												
Baixa	1,94	2,1	8,92	7,83	8,81	9,2	8,4	8,75	6,76	6,38	6,41	2,38	
Média	8,4	7,76	11,2	9,6	9,13	8,82	8,82	10,5	9,43	6,80	8,56	7,9	
Alta	0,17	0	0	0,34	0	0	0,23	0	0	0	0,87	0	
		EENS . 10 <sup>-4</sup> [pu. h]											
Baixa	30	59	215	140	226	152	160	280	212	115	170	40,4	
Média	530	350	580	760	519	546	602	740	367	237	721	283	
Alta	0,03	0	0	0,91	0	0	0,89	0	0	0	4,6	0	

Observa-se na Tabela 4.5, os altos valores de LOLP para a classe de prioridade baixa, indicando o quão propensas essas barras estão ao corte para correção da frequência do sistema. Compreendem valores entre 77,9% para o mês de março e 93,4% para dezembro. Ainda assim, há necessidade em alguns instantes do corte em barras de média prioridade, e são valores significativos comparados aos de prioridade baixa, estando entre 17,1% e 24,3%. No entanto, o fornecimento de energia às cargas de alta prioridade é totalmente assegurado. Os valores de EENS da tabela quantificam a média da energia que não será assegurada em cada classe em cada mês, dando uma estimativa da quantidade de cargas que não serão atendidas para a correção da frequência do sistema.

Com relação aos valores exibidos na Tabela 4.5, são substancialmente inferiores aos da Tabela 4.6, pois o corte por sufrequência corrige boa parte do perfil de tensão das barras. A correção restante cabe principalmente às barras de prioridade média, visto que as de prioridade baixa possivelmente foram esgotadas no corte por subfrequência, justificando o



<b>13</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>14</b>	9,5	8,9	16,	14,8	13,8	15,1	14,1	16,4	14,5	11,6	12	9,5

A análise detalhada dos dados das Tabelas 4.4 - 4.8 constitui uma gama muito alta de interpretações e informações úteis para a operação do sistema. Neste sentido, o trabalho opta por tentar mostrar a funcionalidade do método para um único mês escolhido, no caso, julho.

Uma das possibilidades de estudo é a utilização de histogramas, como por exemplo, os das Figuras 4.11 e 4.12. Esses histogramas podem mostrar a distribuição dos valores de tensão nas barras, no caso a barra crítica (Barra 14). Constituem bons indicativos no que diz respeito ao valor de subtensão mínimo e o que predomina na barra quando o sistema está ilhado.

Na Figura 4.11, quando não são considerados cortes, nota-se a predominância de valores de subtensão compreendidos entre 0,85 e 0,9, podendo atingir até 0,77 [pu]. Na Figura 4.12, o valor mínimo é elevado até 0,86 [pu] após o corte por subfrequência, reduzindo a faixa de subtensão para a mesma barra, indicando que valores de subtensão se encontram predominantemente próximos ao limite considerado.

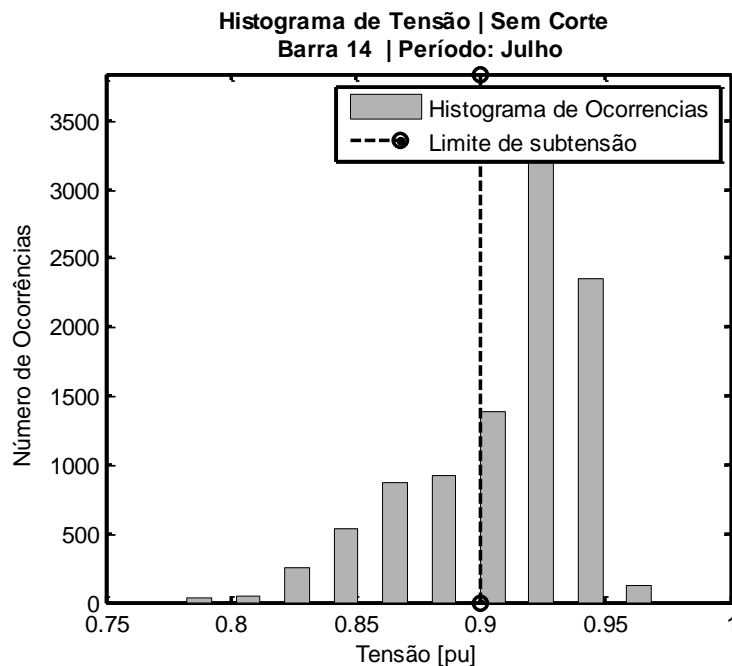


Figura 4.11 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 14 Barras, sem o corte de carga por subfrequência.

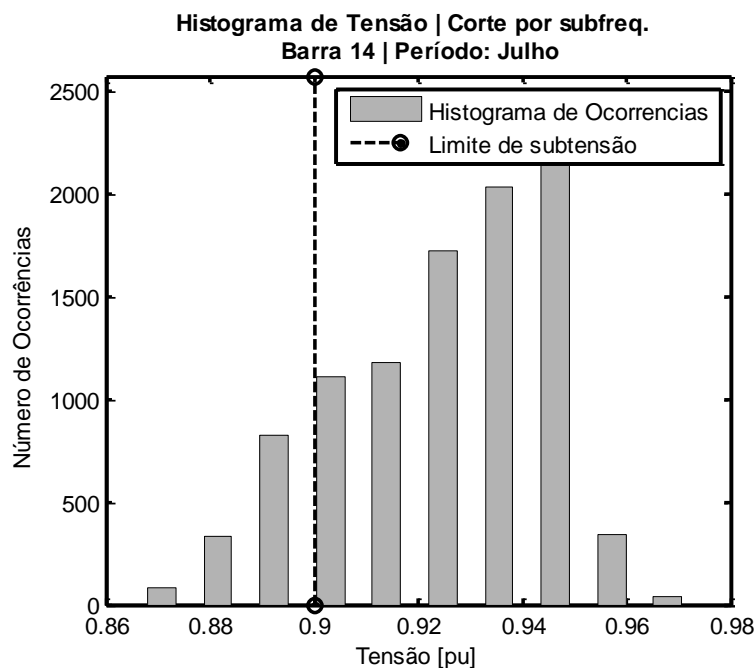


Figura 4.12 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 14 Barras, após o corte de carga por subfrequência.

Por fim, a Figura 4.13 apresenta a mínima tensão entre todas as barras do sistema para todos os instantes amostrados. Observa-se que em muitas amostras, o valor mínimo permanece consideravelmente longe do valor limite, quando não há corte de carga. Esse valor é melhorado inserindo o corte por subfrequência, no entanto, mesmo assim possui alguns pontos dos dados abaixo do aceitável. Finalmente, o corte por subtensão corrige todas as tensões do sistema, deixando como valor mínimo, o limite definido.

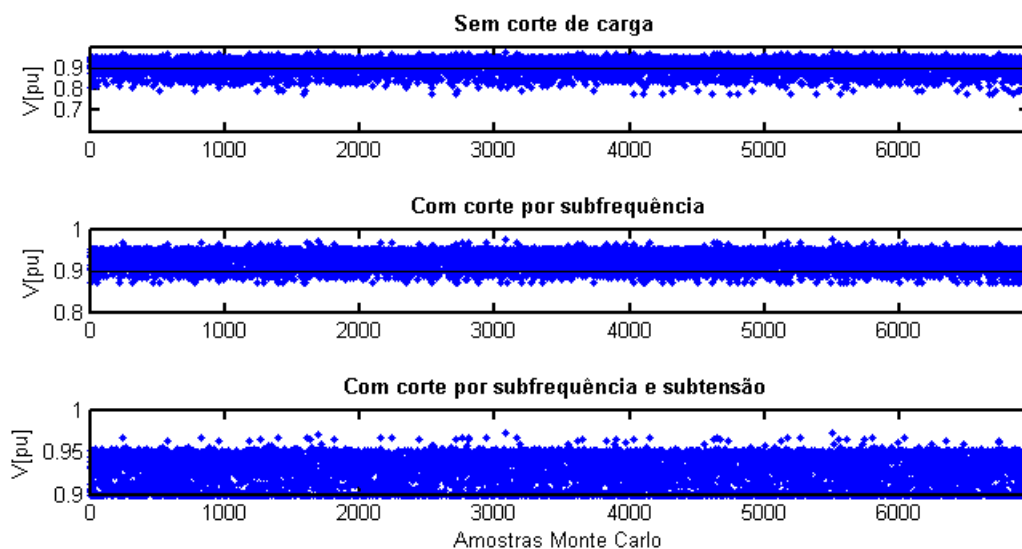


Figura 4.13 – Mínima tensão do sistema IEEE 14 Barras para o mês de setembro.



### 4.3 Sistema Teste IEEE 13 Barras

O sistema IEEE 13 Barras [68] é um pequeno sistema de distribuição desenvolvido para análises neste nível de tensão. Pelo seu tamanho e nível de tensão, pode através da inserção de geração distribuída ser caracterizado facilmente como uma microrrede.

#### 4.3.1 Descrição do Sistema

Algumas simplificações foram feitas na tentativa de tornar o sistema, antes desequilibrado, em um sistema equilibrado com características monofásicas. São elas:

- Em cada nó, a carga equivalente é a média aritmética das cargas das três fases;
- Cargas do tipo *spot* – distribuídas ao longo do alimentador – são divididas e consideradas como concentradas entre os nós que formam o ramo;
- A impedância utilizada no fluxo de potência constitui-se apenas da componente de sequência positiva dos dados do sistema.

Ainda, todas as chaves estão no estado fechado e transformadores e reguladores de tensão são retirados na tentativa de criar um cenário ainda mais adverso. Os valores nominais da subestação são utilizados como base de potência e tensão.

As Tabelas 4.9 - 4.11 mostram a característica das cargas e da geração inseridas no sistema. No geral, o mesmo é composto por duas barras de geração e dez de carga, além da barra *swing* (Barra 650), a qual permanece com tensão em 1 [*pu*].

Tabela 4.9 – Cargas do sistema IEEE 13 Barras.

Barra	$P_{base}$ [pu]	$Q_{base}$ [pu]	Prioridade
650	0	0	Baixa
632	0,0204	0,0114	Baixa
633	0	0	Baixa
634	0,0804	0,0576	Baixa
645	0,0342	0,0246	Média
646	0,0462	0,026	Baixa
671	0,24	0.144	Média
684	0	0	Baixa
611	0,0576	0,036	Baixa
652	0,0258	0,0168	Média
680	0,0264	0,0180	Baixa
692	0,0942	0,0540	Baixa
675	0,1686	0,0924	Alta

Tabela 4.10 - Geração renovável e baterias do sistema IEEE 13 Barras.

Solar				
Barra	$n_s$	$n_p$	$P_{nominal}$ [pu]	
680	20	20	0,35	
Eólica				
Barra	$\omega_{ci}$ [m/s]	$\omega_{co}$ [m/s]	$\omega_r$ [m/s]	$P_{nominal}$ [pu]
645	4	12	8	0,1
692	4	12	8	0,1
Baterias				
Barras	$Cap_{m\acute{a}x}$ [pu]	$Cap_{min}$ [pu]	$m$	$Pot_{nominal}$ [pu]
633	0.03	0.2	0,035	0,3

Tabela 4.11 - Geração despachável do sistema IEEE 13 Barras.

<b>Barra</b>	<b><math>m</math></b>	<b><math>n</math></b>	<b><math>P_{máx}</math></b>
632	0,025	1e-4	0,6
684	0,025	1e-4	0,6

Por se tratar de um sistema de distribuição, o caráter resistivo da linha predomina sobre o indutivo, reduzindo assim a relação  $X/R$  do sistema. Para que o MNR atinja a convergência, é necessário que se aplique a técnica da rotação e eixos, mostrada na seção 3.2.2. A Tabela 4.12 descreve as relações  $X/R$  das linhas do sistema IEEE 13 Barras, antes e após a rotação ser aplicada. Nota-se o ganho da relação  $X/R$  rotacionada com relação à original. Segundo a metodologia aplicada, o ângulo ótimo de rotação obtido foi de 56.9°.

Tabela 4.12 - Relação X/R do sistema IEEE 13 Barras.

<b>Ramo</b>	<b><math>\frac{X}{R}</math></b>	<b><math>\left(\frac{X}{R}\right)_{rot}</math></b>
632-645	0,3453	4,0232
632-633	0,5628	15,7304
633-634	0,7440	15,7304
645-646	0,3453	4,0232
650-632	0,8443	7,9549
684-652	0,3817	4,6568
632-671	0,8443	7,9549
671-684	0,3468	4,0458
671-680	0,8443	7,9549
671-692	0,7440	15,7304
684-611	1,0138	4,5553
692-675	0,5591	15,0581

A Figura 4.14 ilustra a topologia do sistema IEEE 13 Barras, utilizada neste trabalho.

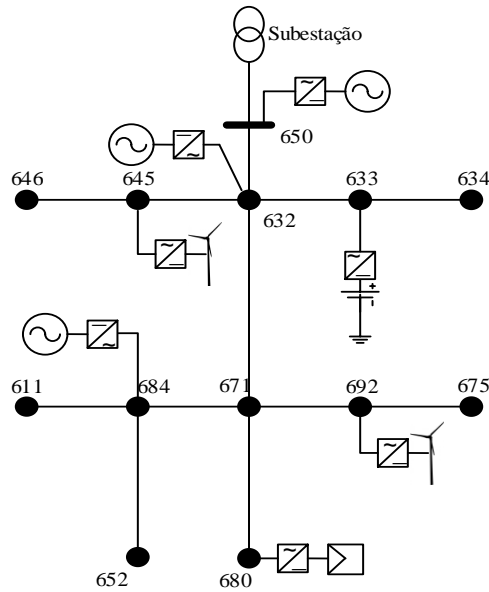


Figura 4.14 – Topologia do sistema teste IEEE 13 Barras.

Os valores da topologia original são encontrados em [68].

### 4.3.2 Análise para um Período de Tempo Definido

Assim como na análise feita para o caso do sistema IEEE 14 Barras, o fluxo de potência é executado com as políticas de corte de carga para o sistema IEEE 13 Barras. Aqui, o instante considerado corresponde à 0:00h do dia 29 de outubro, permanecendo o sistema ilhado ao longo do dia todo. A Figura 4.16 exhibe as condições climáticas e de carga para o instante considerado.

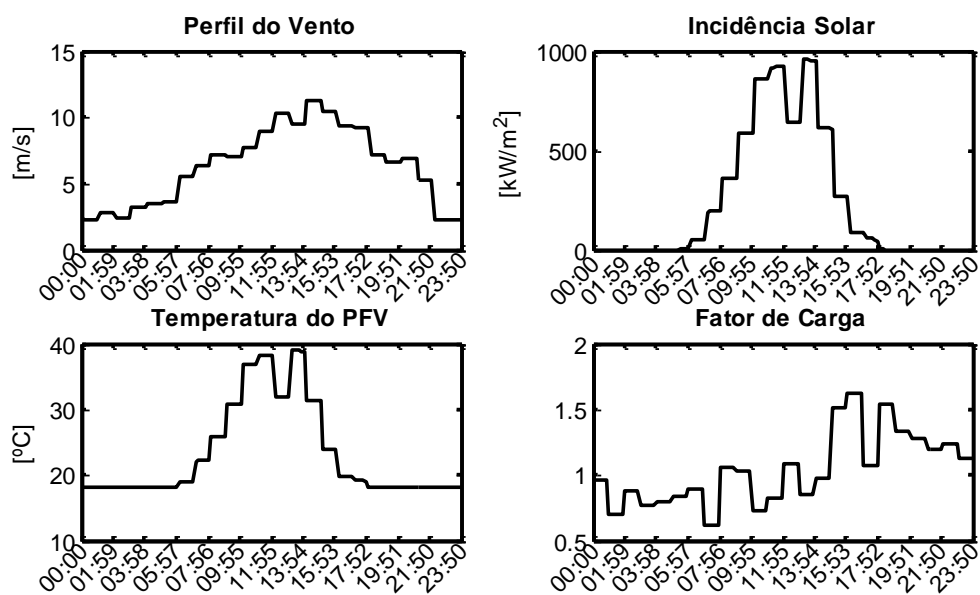


Figura 4.15 – Variáveis climáticas e de carga pertencentes ao instante de tempo considerado na análise do sistema IEEE 13 Barras.

As curvas de carga *versus* geração e a de penetração de renováveis são exibidas nas Figuras 4.17 e 4.18, e ambas apresentam comportamentos semelhantes ao caso anterior. A única diferença notada é a distância entre a curva de geração total e a de carga, relativamente grande comparada à da Figura 4.3. Isso se deve ao fato do sistema IEEE 13 Barras ser de distribuição, onde há predominância de perdas ativas nas linhas.

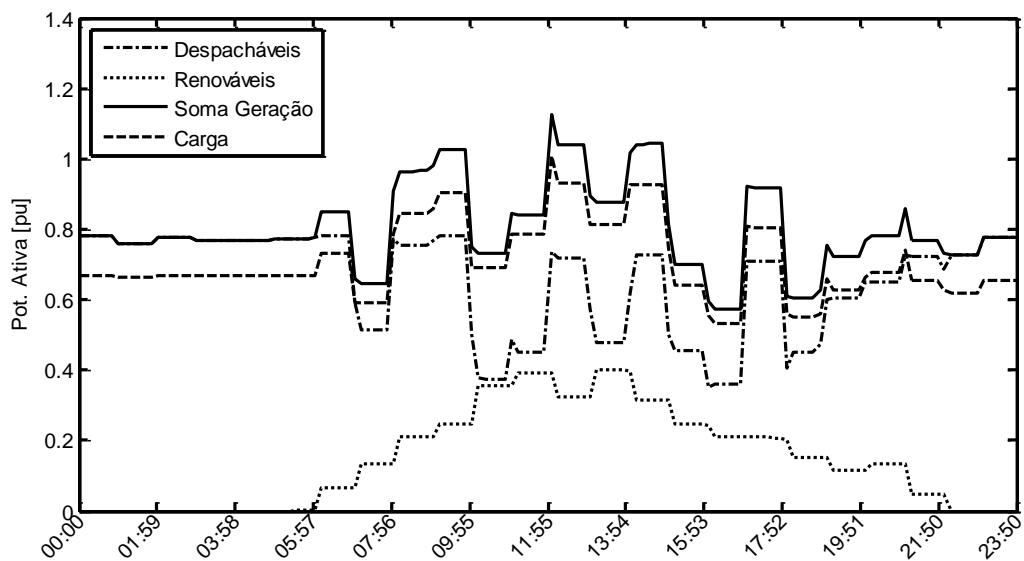


Figura 4.16 – Curva carga *versus* geração do sistema IEEE 13 Barras.

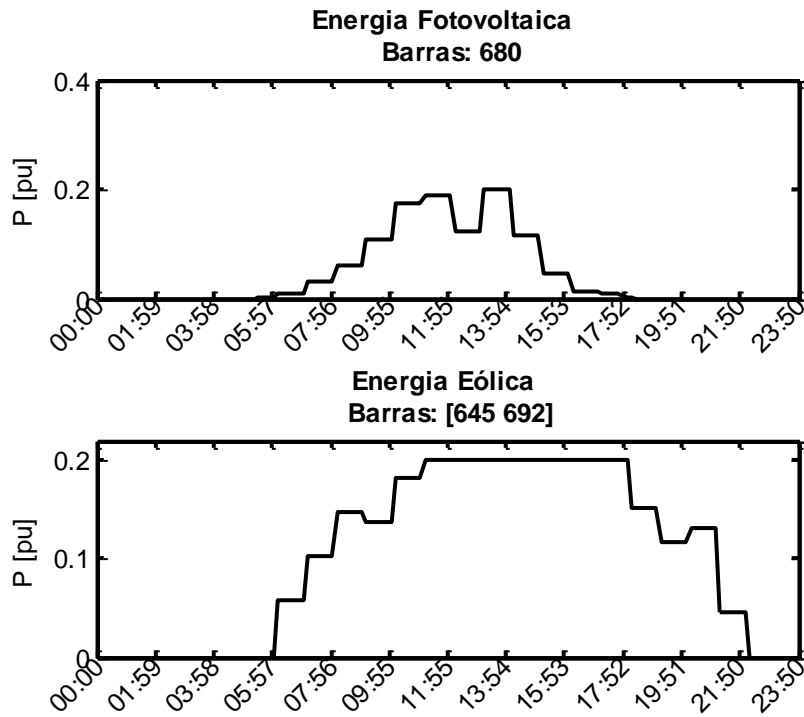


Figura 4.17 - Penetração de geração renovável no sistema IEEE 13 Barras.

A Figura 4.18 ilustra o comportamento do banco de baterias do sistema. A potência negativa indica que o banco está fornecendo energia à rede, ou consumindo quando a potência está positiva. Nota-se que a potência é nula quando a bateria está descarregada e que pode ser carregada quando há disponibilidade de geração despachável.

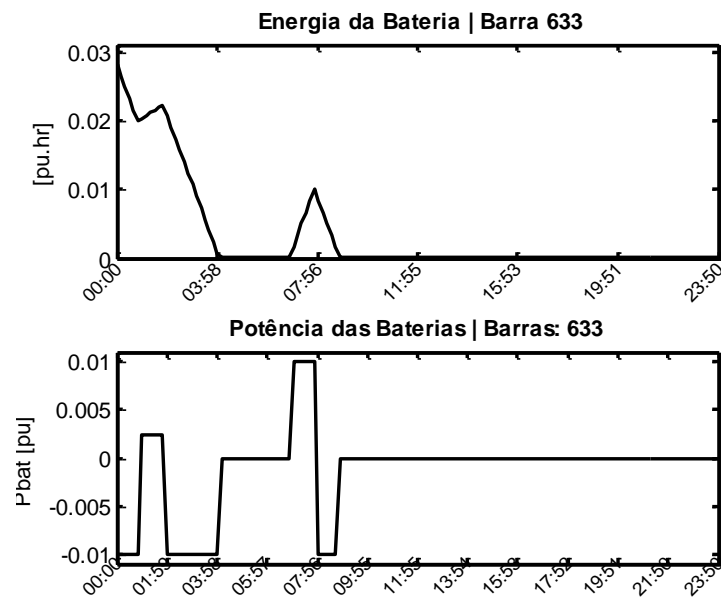


Figura 4.18 - Comportamento das baterias no sistema IEEE 13 Barras.

Os perfis resultantes do fluxo de frequência e tensão em todas as barras que apresentaram subtensão deste sistema teste são exibidos nas Figuras 4.19 e 4.20. Nota-se que a frequência é totalmente corrigida pelo corte por subfrequência, sendo elevada consideravelmente quando também há corte por subtensão.

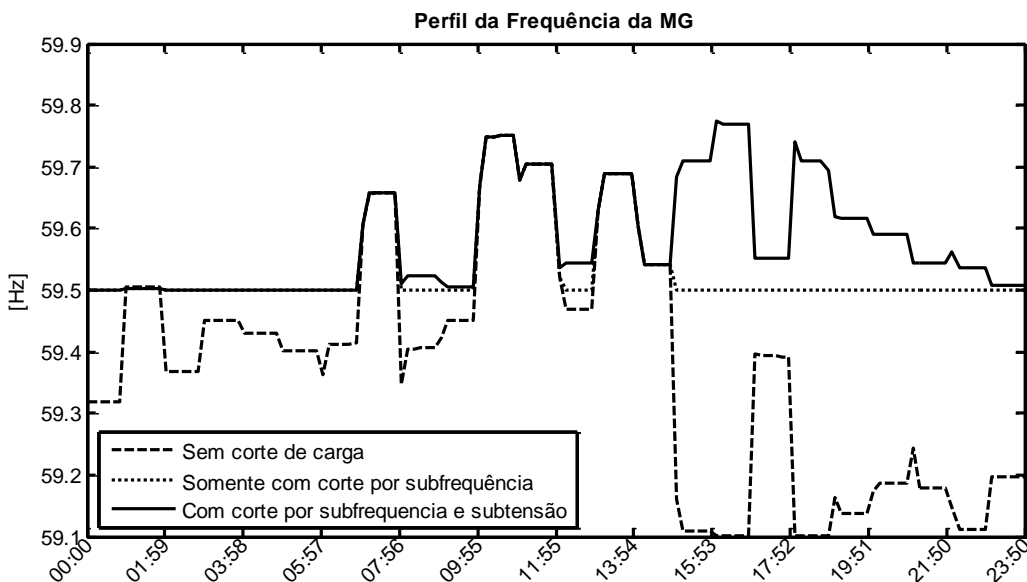


Figura 4.19 - Perfil de frequência do sistema IEEE 13 Barras.

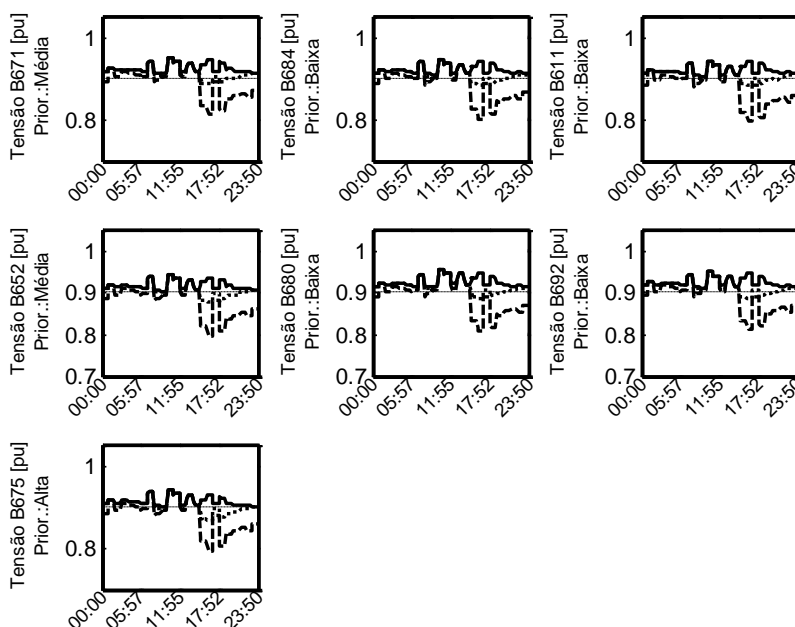


Figura 4.20 - Perfil de tensão das barras de carga que apresentação subtensão no sistema IEEE 13 Barras.

Primeiramente, o corte por subfrequência é executado. A Figura 4.21 exibe a distribuição do corte entre as barras do sistema. Para este período de tempo, o corte das barras

de prioridade baixa consegue suportar e restabelecer a frequência, com exceção de alguns momentos onde há necessidade apenas de uma parcela quase insignificante de barras de média prioridade, como mostrado na Figura 4.22.

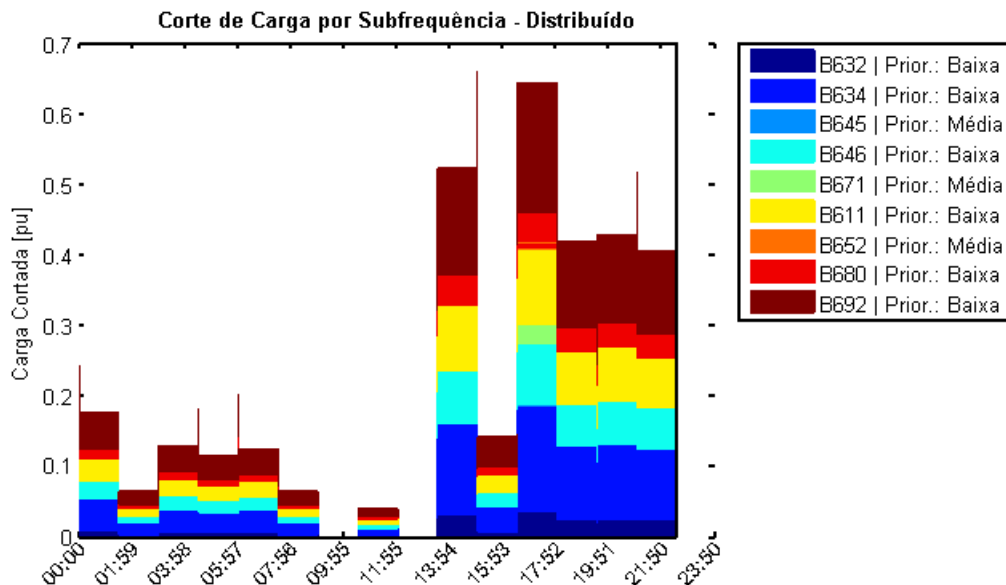


Figura 4.21 - Corte de carga por subfrequência no sistema IEEE 13 Barras.

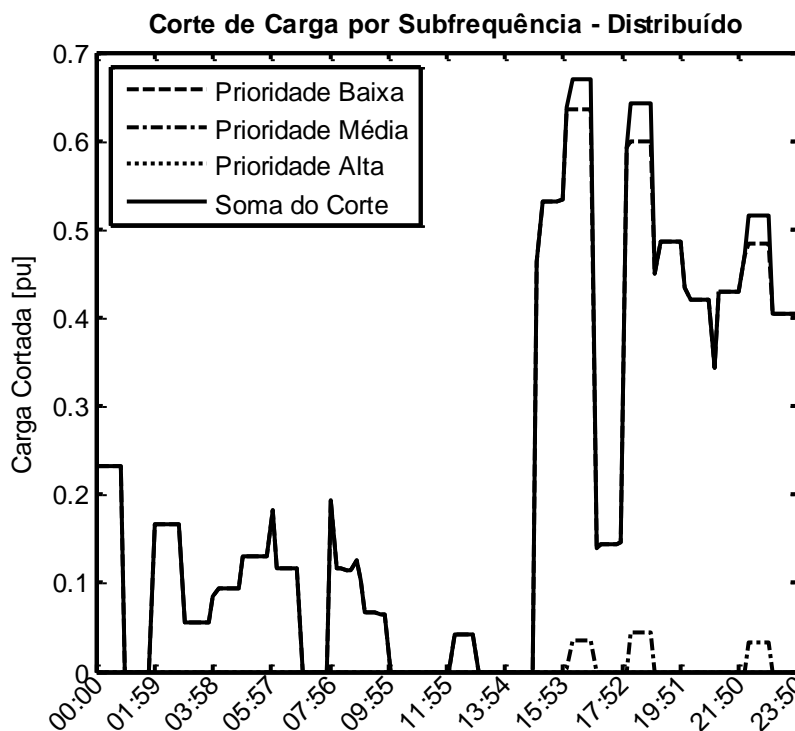


Figura 4.22 - Perfil do corte de carga por subfrequência para o sistema IEEE 13 Barras



Diferentemente do caso anterior, as tensões para este sistema não são totalmente corrigidas com o corte de carga por subfrequência, permanecendo todas as barras com valores abaixo do limite, como pode ser visualizado na Figura 4.20. Dessa forma, o corte por subtensão irá atuar de forma a restabelecer a tensão em todas as barras que operam com tensões inferiores ao limite.

Para corrigir o restante da subtensão, o VT ordena as barras de acordo com a prioridade. Essa ordem é mostrada na Tabela 4.13 e utilizada quando há necessidade de correção da Barra 675, a qual apresentou o pior nível de tensão do caso apresentado.

Tabela 4.13 – Ordem de corte de carga por subtensão segundo o Vetor Tangente para subtensão na Barra 675 do sistema IEEE 13 Barras.

Ordem	1 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>	3 <sup>oa</sup>	4 <sup>a</sup>	6 <sup>a</sup>	7 <sup>a</sup>	8 <sup>a</sup>	9 <sup>a</sup>
Barra	692	611	633	634	684	671	646	652
Prior.	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa	Média	Média	Média

Em virtude da disponibilidade de carga das barras de prioridade baixa, a ordem de corte de carga é executada conforme estabelecida na Tabela 4.13, utilizando estas na tentativa da correção da tensão, sendo que a Barra 692 é a primeira a ter carga cortada quando há subtensão na Barra 675. A Figura 4.23 ilustra como a distribuição de carga para o corte por subtensão ocorre.

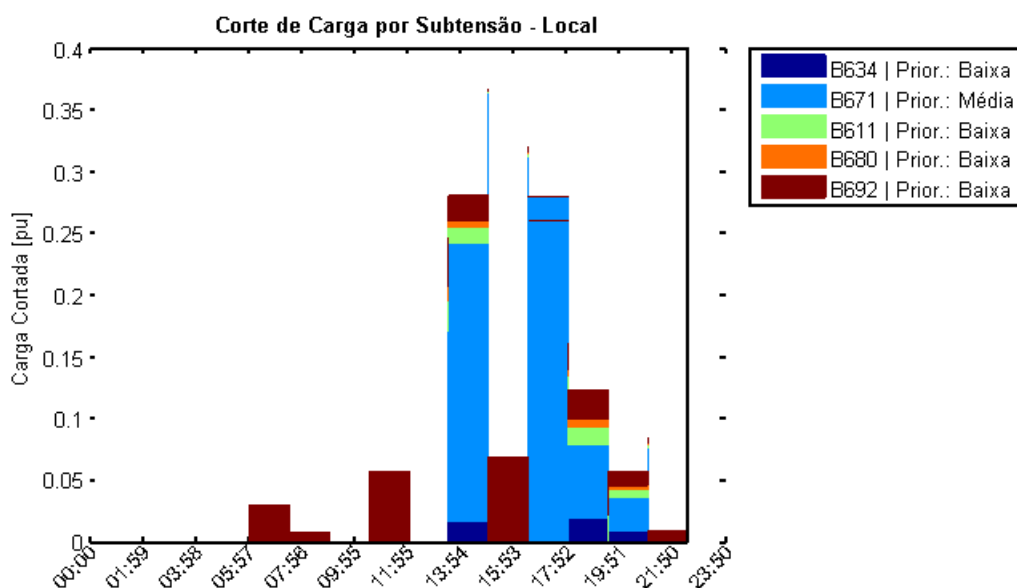


Figura 4.23 – Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 13 Barras, com o Vetor Tangente.

Como complemento desta última análise, a Figura 4.24 exhibe como seria se não houvesse o VT, sendo o corte puramente local.

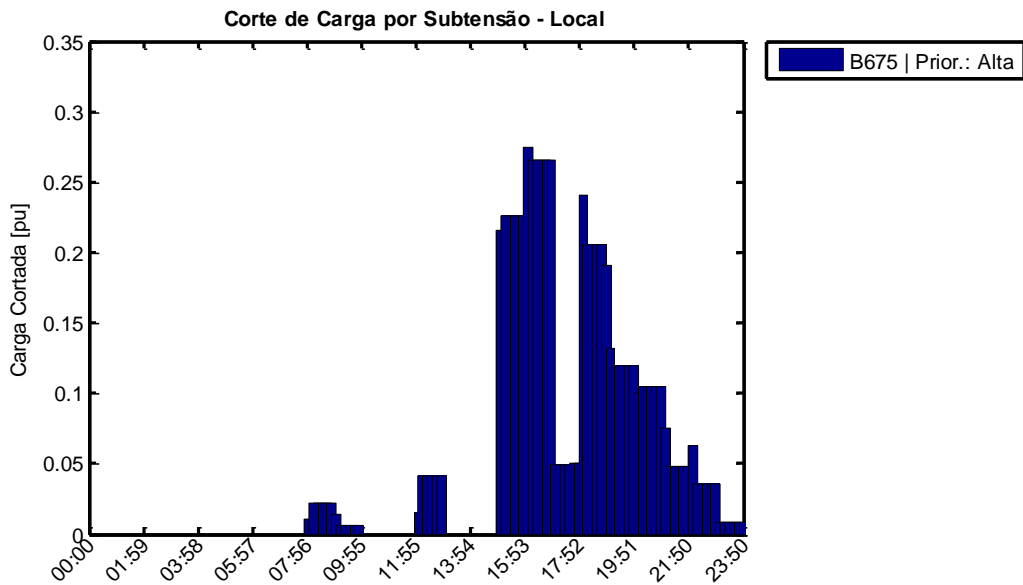


Figura 4.24 – Corte de carga por subtensão no sistema IEEE 13 Barras, sem o Vetor Tangente.

### 4.3.3 Validação dos Resultados do Sistema via Simulação Monte Carlo

Novamente, toda a metodologia no fluxo de potência é validada através da SMC, no entanto, utilizando agora o sistema IEEE 13 Barras.

A Tabela 4.14 contempla os índices de LOLP e EENS para o corte por subfrequência desse sistema para todos os meses considerados.

Tabela 4.14 – LOLP e EENS mensais do sistema IEEE 13 Barras para corte de carga por subfrequência.

		Meses											
		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maió	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
<b>Prior.</b>		<b>LOLP [%]</b>											
<b>Baixa</b>		92,9	92,9	87,1	86,2	89,4	86,5	88,1	90,7	90,7	88,9	86,6	90,9
<b>Média</b>		27,7	26,7	26,1	23,4	24,6	22,2	21,9	21,2	24,7	23,4	22,1	27,8
<b>Alta</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		<b>EENS [pu. h]</b>											
<b>Baixa</b>		1,74	1,65	1,66	1,56	1,64	1,61	1,55	1,64	1,68	1,57	1,62	1,76
<b>Média</b>		0,21	0,18	0,17	0,15	0,15	0,13	0,15	0,17	0,16	0,14	0,16	0,19
<b>Alta</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Assim como no caso do sistema IEEE 14 Barras, há predominância de valores elevados de probabilidade de corte de carga em barras de prioridade baixa, sendo todos acima

de 85%. Com relação a barras de prioridade média, o índice LOLP se encontra em aproximadamente 25%. Barras de prioridade alta são novamente preservadas, como também mostrado através do índice EENS.

Os valores de LOLP e EENS com o corte por subtensão são apresentados na Tabela 4.15. Neste caso, os valores de LOLP são muito próximos entre as classes de prioridade, indicando que a probabilidade de ocorrência de corte de carga por subtensão é muito próxima entre cargas de prioridade baixa e média.

No entanto, os valores de EENS sustentam a afirmação de que a classe de prioridade média é responsável pela correção da tensão do sistema, uma vez que a quantidade média de carga cortada é maior nessa classe.

Tabela 4.15 - LOLP e EENS mensal do sistema IEEE 13 Barras para corte de carga por subtensão.

	Meses											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maió	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
<b>Prior.</b>	<b>LOLP [%]</b>											
<b>Baixa</b>	25,8	24,4	39,9	34,8	37,6	39,7	37,7	39,1	35	33,7	33,4	24,9
<b>Média</b>	32,8	33,4	36,3	32,1	33,3	31,3	32,2	33	33	32,2	33	31,1
<b>Alta</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>EENS [pu/h]</b>											
<b>Baixa</b>	0,03	0,03	0,08	0,08	0,07	0,08	0,07	0,09	0,07	0,06	0,06	0,03
<b>Média</b>	0,26	0,25	0,33	0,30	0,33	0,30	0,31	0,32	0,31	0,26	0,29	0,26
<b>Alta</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

As Tabelas 4.16 e 4.17 indicam a probabilidade de subtensão em todas as barras do sistema. Nota-se o quão susceptível o sistema é ao ilhamento, sendo que sete das dez barras de carga apresentam consideráveis valores de probabilidade de subtensão, mesmo após o corte por subfrequência. Na Tabela 4.16, a probabilidade sem corte de carga é apresentada, e na Tabela 4.17, a probabilidade considerando o corte por subfrequência.

Tabela 4.16 - Probabilidade subtensão sem corte de carga no sistema IEEE 13 Barras.

Barra	Meses											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maió	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
<b>633</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>634</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>645</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>671</b>	61,6	56,8	64,8	58	59,2	60,2	56,6	64,6	61,5	58,1	58,2	61,9
<b>684</b>	69,4	63,2	69,8	64,5	65	67,2	64,3	69,4	69	65,5	63,2	68,6
<b>611</b>	75,1	71,2	74,5	69,5	70,8	75,1	69,1	74,4	74,1	71,1	69,2	72,6
<b>652</b>	75,2	71,2	74,5	69,8	71,1	75,3	69,1	74,4	74,3	71,1	69,2	72,7
<b>680</b>	61,9	57,3	61,8	58,6	58,1	62,4	56,8	64,7	60,9	58	57	61,5
<b>692</b>	61,1	56,8	64,9	58	59,2	60,2	56,7	64,6	61,5	58,1	58,2	61,9
<b>675</b>	77,1	74,2	76,8	72,1	73,5	76,9	70,8	76,1	75,4	74,2	71,5	75,7

Tabela 4.17 – Probabilidade de subtensão com corte de carga por subfrequência no sistema IEEE 13 Barras

Barra	Meses											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maió	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
<b>633</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>634</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>645</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>671</b>	13,4	12,1	22,2	21,6	20,3	20,8	21,4	21	19,8	18,6	16,8	12,5
<b>684</b>	17,4	16	29,4	28	25,8	26,4	27,8	27,8	23,7	23,2	22,9	17
<b>611</b>	19	17,3	34,3	33,2	30,9	30,9	32	32	27,3	25,6	24,9	17,2
<b>652</b>	29,4	28,9	41,1	39,4	38,8	38,4	39,1	39,1	36,7	34,4	33	27,1
<b>680</b>	9,46	9,8	19,6	20,7	19	19,8	19,3	19,3	18,6	16,9	16,2	10,9
<b>692</b>	13,5	12,1	22,2	21,6	20,3	21,1	21	21	19,9	18,8	17,1	12,5
<b>675</b>	42,3	41,1	53,1	47,4	49,5	50,9	50,3	50,3	47,5	46,8	44,6	42

Os dados das Tabelas 4.16 e 4.17 indicam que o corte por subfrequência, para este caso, não constitui uma medida corretiva para a tensão em nenhum dos meses. Embora a probabilidade de ocorrência seja reduzida, ainda permanece consideravelmente alta, principalmente na Barra 675, a qual atinge até 53% de risco de subtensão. Dessa forma, há grande necessidade de uma política de corte de carga por subtensão.

No mesmo contexto da seção anterior, um único mês é separadamente analisado aqui. Para tal, escolhe-se o mês de setembro. As Figuras 4.25 e 4.26 exibem o histograma dos níveis de tensão da barra crítica do sistema, no caso a Barra 675.

Na Figura 4.25, apresenta-se o histograma da distribuição dos níveis de tensão da barra quando não há corte de carga. Há predominância de valores próximo ao limite, no

entanto, em alguns casos a barra pode operar com valores de tensão totalmente impraticáveis, abaixo de 0,7 [pu].

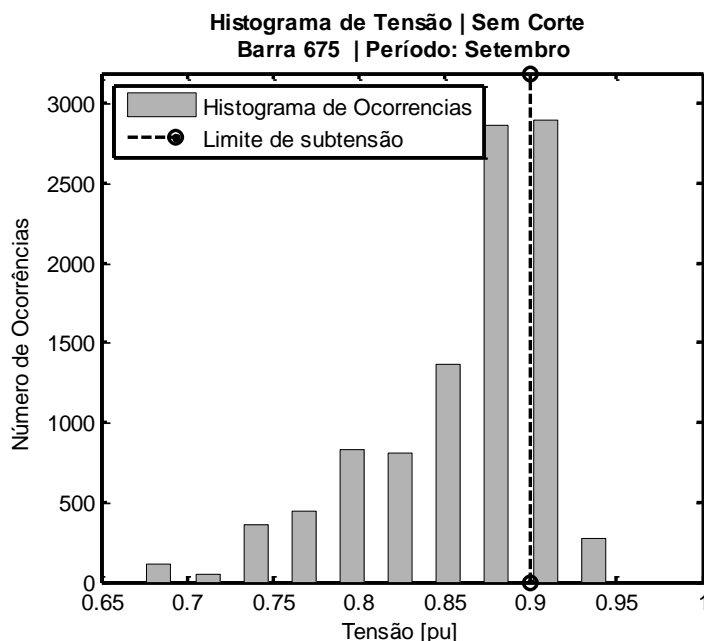


Figura 4.25 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 13 Barras, sem corte de carga.

De forma análoga a Figura 4.25, a Figura 4.26 retrata o histograma de valores de tensão com corte por subtensão. Observa-se o considerável aumento na tensão mínima da barra.

Como mostrado na Figura 4.27, a operação ilhada do sistema é extremamente crítica, principalmente sob o ponto de vista da tensão. Segundo esta figura, quando não são consideradas políticas de corte de carga, os valores de tensão chegam a 0,7 [pu], o que é totalmente inviável. O corte por subfrequência consegue melhorar consideravelmente o perfil da mínima tensão, deixando-o em média próximo do limite de 0,9 [pu]. No entanto, assim como no caso do IEEE 14 Barras, o sistema só possui condição de operação com o corte por subtensão.

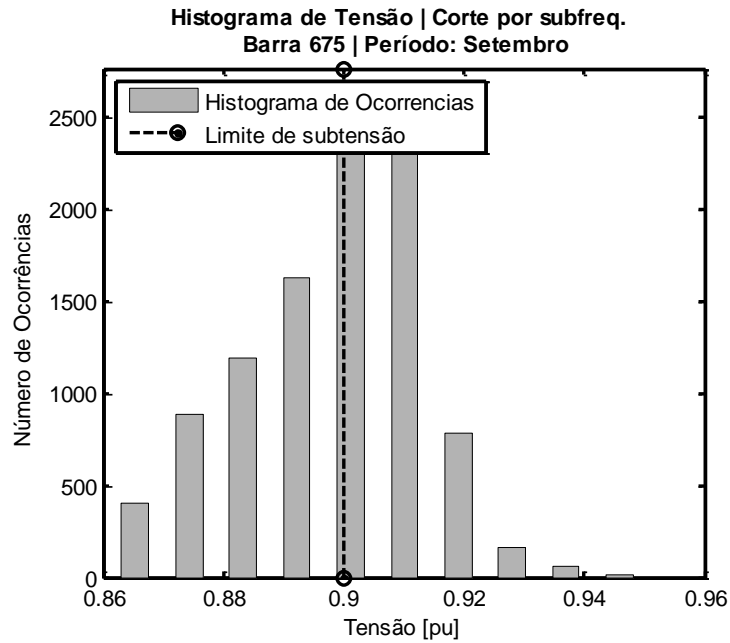


Figura 4.26 – Histograma dos valores de tensão da barra crítica do sistema IEEE 13 Barras, após o corte de carga por subfrequência.

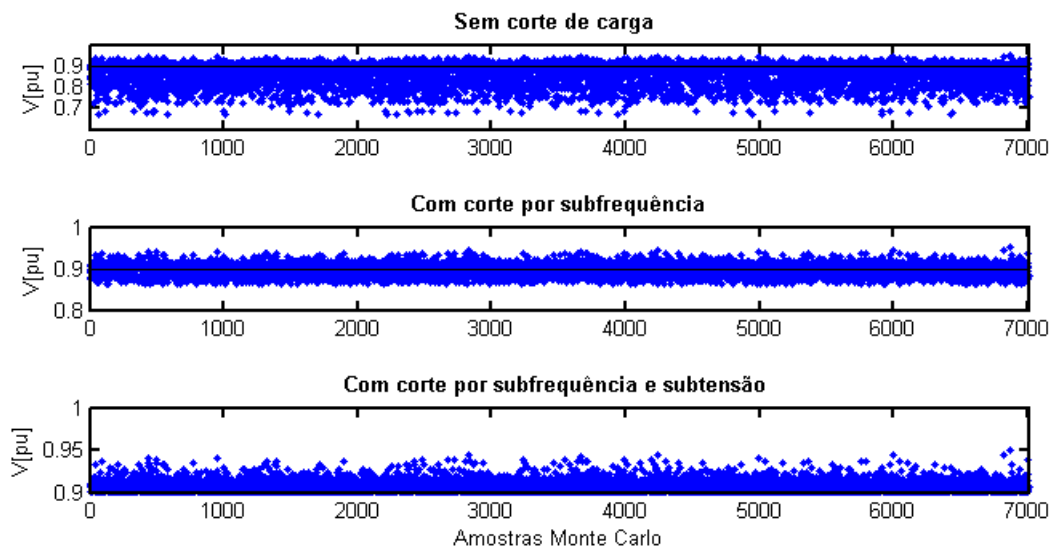


Figura 4.27 – Mínima tensão do sistema IEEE 13 Barras para o mês de setembro.

Por fim, como justificativa para a utilização da SMC para este tipo de análise, as Figuras 4.28 e 4.29 exibem o comportamento dos índices LOLP e EENS no mês de setembro, para o sistema IEEE 13 Barras. É possível constatar que quanto menor é o número de amostras, mais imprecisos os índices são, distanciando-se dos valores esperados para cada um.

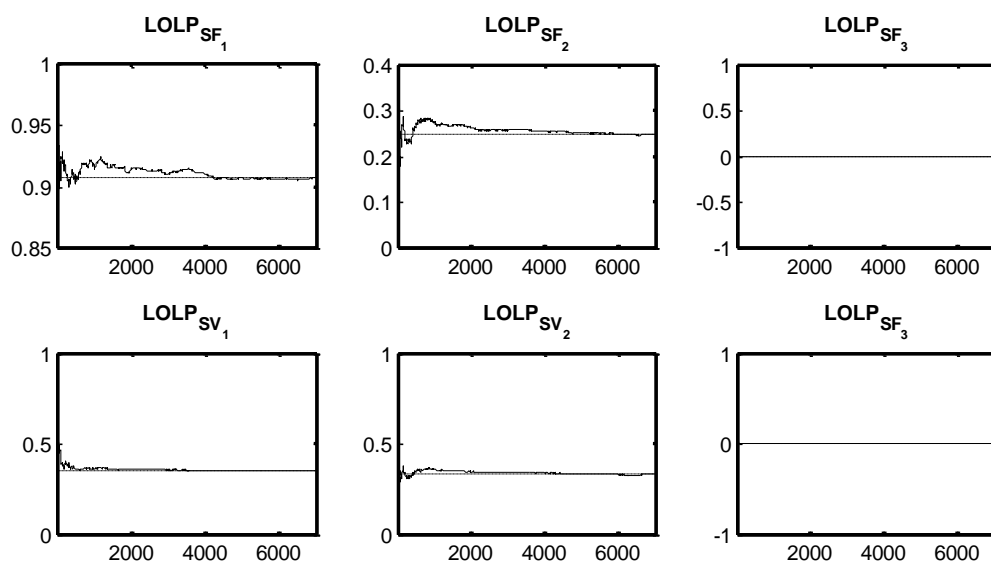


Figura 4.28 – Comportamento dos índices de LOLP frente ao número de amostras.

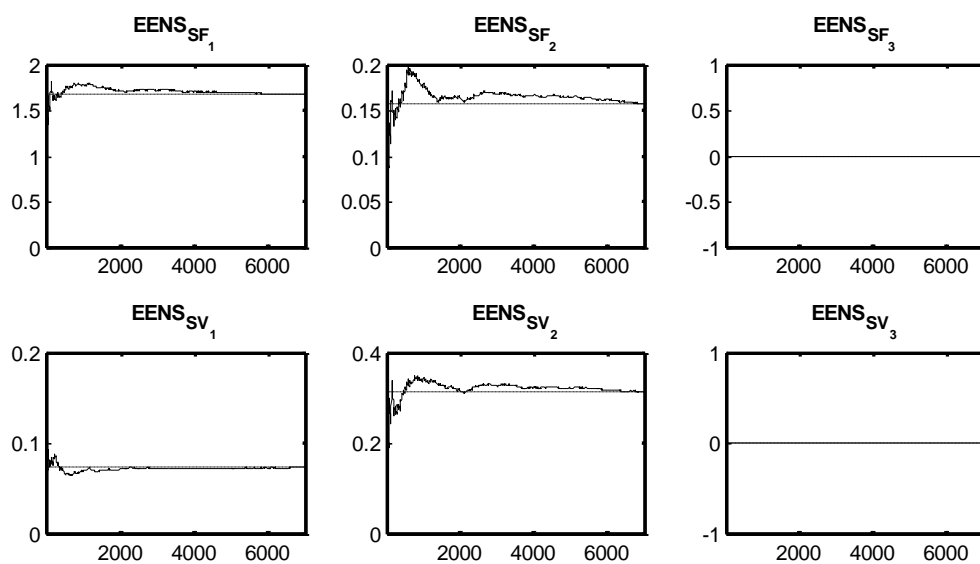


Figura 4.29 - Comportamento do índice de EENS frente ao número de amostras.

## CAPÍTULO 5 – Conclusões

### 5.1 Conclusões Finais do Trabalho

O desenvolvimento de microrredes sustentáveis de energia elétrica constitui um passo importante em direção à modernização dos sistemas elétricos de potência. Espera-se que, em um horizonte de alguns anos, as microrredes se tornem uma realidade dentro do cenário eletroenergético atual. A necessidade da diversificação das fontes primárias, principalmente renováveis, e preocupações relacionadas ao aumento da demanda são os principais motivadores para este desenvolvimento.

Microrredes são sistemas de potência em pequena escala, relativamente simples do ponto de vista energético. No entanto, há uma complexidade demasiadamente grande no que diz respeito aos aspectos operativos. O operador do sistema dá lugar a um centro supervisor da microrrede, capaz de monitorar e tomar decisões por conta própria acerca da operação. É neste agente que a principal atenção deve ser dada, visto que é ele o responsável pela segurança, confiabilidade e qualidade da energia fornecida.

No planejamento a curto prazo, esses sistemas estarão em sua maior parte conectados a um sistema principal, responsável por garantir o total suprimento de energia. No entanto, por ações de controle ou defeitos, a microrrede pode desconectar-se e permanecer ilhada por um tempo indeterminado, devendo ser levado em conta a possibilidade da não compatibilidade da geração com a carga, o que prejudicará a tensão e a frequência, cabendo assim ao centro supervisor da microrrede a correção desses valores.

Considerando que, em um amplo conceito, microrredes podem ser formadas por comunidades muitas vezes desprovidas de recursos tecnológicos e financeiros, a possibilidade de utilizar um centro supervisor com o mínimo de complexidade se torna atraente para assegurar o equilíbrio da carga e da geração. Ainda mais, deve-se prezar pela ininterruptibilidade de algumas cargas, compostas por serviços essenciais ao sistema ou à vida.



Uma medida que se mostrou interessante foi a adoção de políticas de corte de carga, considerando apenas o controle primário dos geradores. Neste sentido, a partir da resposta de *droop* de frequência e tensão dos geradores, o algoritmo do centro supervisor atua para restabelecer os níveis a valores aceitáveis através do corte de carga. O corte de carga é dividido em duas etapas: por subfrequência e por subtensão. Considera-se ainda a classificação de consumidores de acordo com a prioridade da carga e os limites emergenciais impostos pela ANEEL.

Os resultados decorrentes das políticas de corte de carga são animadores, mostrando que, para os dois sistemas utilizados, o algoritmo é funcional. A frequência é totalmente corrigida através do corte de carga distribuído entre as barras de prioridade baixa, restando em alguns casos uma pequena parcela que é distribuída entre as de média prioridade. No entanto, as cargas de prioridade alta são sempre preservadas.

Quando o corte por subfrequência não consegue por si só corrigir a tensão, a segunda política de corte é acionada. Nela, a carga é localmente cortada nas proximidades elétricas das barras que apresentaram subtensão. A técnica do Vetor Tangente constitui uma importante participação na determinação das barras mais susceptíveis ao corte. Novamente, os resultados mostram que barras de alta prioridade são totalmente preservadas, mesmo que essas barras apresentem valores de subtensão. A critério de comparação, os resultados mostram eficácia do método frente ao corte de carga desprezando a prioridade das cargas. Valendo ressaltar que, embora não ocorra cortes de carga em barras de alta prioridade, o algoritmo implementado prevê essa medida caso seja necessário.

Ainda mais, a simulação Monte Carlo se tornou uma importante ferramenta de planejamento de microrredes. Os índices apresentados constituem bons indicadores operativos dos sistemas, validando toda a metodologia proposta em diferentes cenários climáticos e de carga e dando uma significativa estimativa a respeito da probabilidade de ocorrência e da quantidade de carga que seria cortada em cada uma das classes de consumidores, em cada mês considerado. Os histogramas resultantes da simulação podem, por exemplo, ser utilizados no dimensionamento de compensação reativa para evitar o corte por subtensão, sendo que apresentam a distribuição dos valores de tensão e em quais barras ocorre.

Para auxiliar todas as análises, o trabalho apresenta uma técnica de fluxo de potência contínuo no tempo com presença de geradores com *droop*, banco de baterias e geração fotovoltaica e eólica, por ser mais compatível com o comportamento de microrredes ilhadas.

Quando há problemas de convergência devido principalmente aos baixos valores da relação  $X/R$ , aplica-se, como sucesso, a rotação de eixos para possibilitar a convergência através do aumento dessa relação. O fluxo de potência é executado com sucesso para os dois sistemas testes utilizados considerando as duas políticas de corte de carga.

Por fim, constata-se que todos os objetivos previamente definidos no trabalho foram alcançados.

## 5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Este trabalho de mestrado desenvolvido abre possibilidades para outros projetos, tais como:

- Operação trifásica desbalanceada:  
Uma simplificação feita no trabalho diz respeito ao fato de considerar todos os sistemas equilibrados, no entanto, microrredes podem apresentar uma topologia desequilibrada, aumentando a complexidade do algoritmo do fluxo de potência e das políticas de corte de carga.
- Otimização do corte de carga:  
Inserir um processo de otimização na determinação de qual política de corte de carga adotar em um cenário com subfrequência e subtensão, visto que um pode anular o outro. Dessa forma, a otimização teria a intenção de cortar o mínimo de carga para corrigir os dois valores.
- Comparação de aspectos dinâmicos no momento da reconexão:  
Considerar a modelagem dinâmica de todos os componentes na tentativa de verificar o comportamento transitório quando montantes de carga são cortados, utilizando conceitos de estabilidade angular e de tensão. Vale a comparação dessa metodologia com o controle secundário, no momento de reconexão:
- Possibilidade de inserir a barra *swing* na repartição de cargas e perdas;  
É esperado que em uma microrrede, todos os geradores participem da repartição de carga, incluindo a *swing*. Assim, uma sugestão seria implementar um fluxo de potência com participação ativa da barra *swing* e da frequência na formulação da matriz Jacobiana.
- Otimização do *droop* dos geradores:

Em complementação ao item anterior, inserir valores ótimos de *droop* em todos os geradores, de forma que o sistema possua uma melhor operação com relação às perdas e às estratégias de reconexão à rede principal.

- Melhoria do algoritmo da SMC:

Inserir, sobretudo, a possibilidade de ilhamento ocasionado em pontos e regiões distintas dentro do sistema. Pode-se complementar também, com variáveis de probabilidade de falha de equipamentos e disponibilidade de geração, previsões climáticas e de carga.

### 5.3 Publicações decorrente do trabalho

Este trabalho gerou quatro publicações, sendo duas em conferências diretamente relacionadas ao tema apresentado e duas participações indiretas em capítulos de livros.

São elas:

- **B. Nadai N**, A. C. Zambroni de Souza, J.G. Carvalho. C,D. Q. Oliveira , Diogo Marujo, F. M. Portelinha Jr.. A Monte Carlo Simulation Approach to Determine Critical Buses in Islanded Microgrids. IET – Renewable Power Generation, Londres, 2016 (Submetido. Sem resposta do aceite até 16/02/16);
- **B. Nadai N**, A. C. Zambroni de Souza, J.G. Carvalho. C,D. Q. Oliveira , Diogo Marujo, F. M. Portelinha Jr., Um Método de Corte de Carga por Subtensão em Microrredes Ilhadas. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Natal, 2016 (Submetido. Sem resposta do aceite até 16/02/16);
- A. C. Zambroni de Souza, D. Q. Oliveira , Diogo Marujo, F. M. Portelinha Jr, **B. Nadai N**. Overview on Microgrids: Technologies, Control and Communications. *In: AZZOPARDI, B. Sustainable Development for Energy Systems*. Malta. Springer. 2016. (Proposta aceita. Fase de escrita do capítulo completo)
- A. C. Zambroni de Souza, D. Q. Oliveira , **B. Nadai N** ,Diogo Marujo, F. M. Portelinha Jr.,. Microgrids operation in islanded mode. *In: AZZOPARDI, B. Sustainable Development for Energy Systems*. Malta. Springer. 2016. (Proposta aceita. Fase de escrita do capítulo completo)

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Hatziargyriou, “Microgrids - The key to unlock distributed resources?,” *IEEE - Power and Energy Magazine*, no. maio/junho, pp. 26–29, 2008.
- [2] N. Hatziargyriou, *Microgrids Architectures and Control*, Wiley. Noida, India, 2014.
- [3] H. Farhangi, “The Path of the Smart Grid - The Evolution of Tomorrow’s Technology,” *IEEE - Power and Energy Magazine*, no. janeiro/fevereiro, 2010.
- [4] A. Ipakchi and F. Albuyeh, “Grid of the Future - Are we ready to transition to a Smart Grid?,” *IEEE Power and Energy Magazine*, no. março/abril, pp. 52–62, 2009.
- [5] B. E. Santacana, G. Rackliffe, and X. Feng, “Getting Smart - With a clearer vision of the intelligent grid, control emerges from chaos,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 41–48, 2010.
- [6] A. Vojdani, “Smart Integration - The Smart Grid needs infrastructure that is dynamic and flexible,” *IEEE - Power and Energy Magazine*, no. dezembro, pp. 71–79, 2008.
- [7] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” in *IEEE - Power & Energy Society Winter Meeting*, pp. 305–308, 2002.
- [8] D. M. Falcão, “Smart Grids e Microrredes: O futuro já é presente,” in *Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, pp. 1–9, 2009.
- [9] J. A. P. Lopes, S. Member, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, 2006.
- [10] F. Li, W. Qiao, H. Sun, H. Wan, J. Wang, Y. Xia, Z. Xu, and P. Zhang, “Smart transmission grid: Vision and framework,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 168–177, 2010.
- [11] J. Yu, L. Jing, L. Haitao, W. Ming, L. Yang, and Y. Hui, “Research on Microgrid Reconfiguration under rural network fault,” in *Internacional Conference on Power System Technology*, no. 7, pp. 1–4, 2014.
- [12] M. Shahidehpour and S. Pullins, “Microgrids, Modernization and Rural Electrification,” *IEEE Electrification Magazine*, pp. 2–6, 2015.
- [13] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids — A General Approach Toward Standardization,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [14] A. Engler and N. Sultanis, “Droop control in LV-Grids,” in *Internacional Conference on Future Power Systems*, pp. 1–6, 2005.

- [15] D. Geogakis, S. Papathanassiou, N. Hatziaargyriou, A. Engler, and C. Hardt, "Operation of a prototype microgrid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces," in *IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, pp. 2521–2526, 2004.
- [16] X. Huang, X. Jin, T. Ma, and Y. Tong, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Microsources," in *International Conference on Electrical Machines and Systems*, pp. 20–25, 2011.
- [17] X. Huang, X. Jin, T. Ma, and Y. Tong, "A research on droop control strategy and simulation for the micro-grid," in *International Conference on Electrical Machines and Systems*, pp. 5695–5700, 2011.
- [18] R. Lasseter and P. Piagi, "Providing premium power through distributed resources," in *Hawai International Conference on System Science*, pp. 1–9, 2000.
- [19] T. L. Vandoorn, "A Control Strategy for Islanded Microgrids with DC-Link Voltage Control," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 2, pp. 703–713, 2011.
- [20] L. Fang, J. Chen, X. Chen, C. Gong, and Y. Fan, "Analysis and Control of Smooth Transferring for Micro-Grid with Droop Control," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pp. 55–59, 2013.
- [21] Y. Jia, D. Liu, and J. Liu, "A Novel Seamless Transfer Method for a Microgrid Based on Droop Characteristic Adjustment," in *IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference*, pp. 362–367, 2012.
- [22] C. Jin, M. Gao, X. Lv, and M. Chen, "A Seamless Transfer Strategy of Islanded and Grid-Connected Mode Switching for Microgrid Based on Droop Control," in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 969–973, 2012.
- [23] T. Mariano, L. Assis, and G. N. Taranto, "Automatic Reconnection From Intentional Islanding Based on Remote Sensing of Voltage and Frequency Signals," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol. 3, no. 4, pp. 1877–1884, 2012.
- [24] Mohamad, H.; Bakar, A.H.A.; Mokhlis, H., "Islanding control strategy for a distribution network," in *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2013 IEEE 7th International*, vol., no., pp.472-477, 3-4 ,2013
- [25] D. Shi, Y. Luo, and R. K. Sharma, "Active Synchronization Control for Microgrid Reconnection after Islanding," in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, pp. 1–6, 2014.
- [26] T. L. Vandoorn, S. Member, B. Meersman, S. Member, J. D. M. De Kooning, S. Member, L. Vandeveld, and S. Member, "Transition From Islanded to Grid-Connected Mode of Microgrids with Voltage-Based Droop Control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2545–2553, 2013.
- [27] H. Xu, X. Zhang, and F. Liu, "Synchronization Strategy of Microgrid from Islanded to Grid-Connected Mode Seamless Transfer," in *IEEE Region 10 Conference TENCON*, pp. 1–4, 2013.
- [28] Yang, M.J.; Zhuo, F.; Wang, X.W.; Guo, H.P.; Zhou, Y.J., "Research of seamless transfer control strategy of microgrid system," in *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*, vol., no., pp.2059-2066, June 2011

- [29] Dan Wu; Fen Tang; Vasquez, J.C.; Guerrero, J.M., "Control and analysis of droop and reverse droop controllers for distributed generations," in *Systems, Signals & Devices (SSD)*, 2014 11th International Multi-Conference on , vol., no., pp.1-5, 11-14 Feb. 2014
- [30] D. E. Olivares, C. A. Cañizares, and M. Kazerani, "A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol. 5, no. 4, pp. 1864–1875, 2014.
- [31] D. Q. Oliveira, "Sistema de gerenciamento de energia para operação resiliente de microrredes em modo ilhado," Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajuba, 2015.
- [32] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. Acesso em: 16/01/2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>
- [33] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 4 - Procedimentos Operativos de Sistemas de Distribuição. 01 de Janeiro 2010. Acesso em: 16/01/2015. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4\\_Revisao\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4_Revisao_1.pdf)
- [34] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 01 de Janeiro de 2015. Acesso em: 16/01/2016. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8\\_Revis%C3%A3o\\_7.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf)
- [35] M. N. Bacelar, T. Mariano, L. Assis, and G. Nery, "Performance Evaluation of Microgrids in Occurrence of Intentional Islanding," in *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, , pp. 1–8, 2013.
- [36] A. C. Zambroni de S and B. I. L. Lopes, "Quasi-Dynamic Model and Strategy for Control Actions," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 33, no. 9, pp. 1057–1070, 2005.
- [37] S. Padrón, M. Hernández, and A. Falcón, "Reducing Under-Frequency Load Shedding in Isolated Power Systems Using Neural Networks . Gran Canaria : A Case Study," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 63–71, 2016.
- [38] Y. Hong, M. Hsiao, Y. Chang, Y. Lee, and H. Huang, "Multiscenario Underfrequency Load Shedding in a Microgrid Consisting of Intermittent Renewables," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 3, pp. 1610–1617, 2013.
- [39] M. M. A. Abdelaziz, H. E. Farag, E. F. El-Saadany, and Y. A.-R. I. Mohamed, "A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 190–201, 2013.
- [40] A. C. Zambroni de S., M. Santos, M. Castilla, J. Miret, L. G. De Vicuña, and D. Marujo, "Voltage security in AC microgrids : a power flow-based approach considering droop- controlled inverters," *IET Renew. Power Gener.*, pp. 1–7, 2015.
- [41] M. S. Golsorkhi and D. D. C. Lu, "A Decentralized Power Flow Control Method For Islanded Microgrids Using V-I Droop," in *The Iranian Conference on Electrical Engineering*, 2014, no. 14, pp. 604–609.

- [42] F. Mumtaz, M. H. Syed, M. Al Hosani, and H. H. Zeineldin, "A Simple and Accurate Approach to Solve the Power Flow for Balanced Islanded Microgrids," in *IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, pp. 1852–1856, 2015.
- [43] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids : A Review," *IEEE Access*, vol. 3, Denver, pp. 890–925, Jul-2015.
- [44] Y. Xue, L. Chang, and J. Meng, "Dispatchable Distributed Generation Network - A New Concept to Advance DG Technologies," in *Power Engineering Society General Meeting*, vol. 3, pp. 1–5, 2007.
- [45] F. Katiraei, S. Member, M. R. Iravani, and P. W. Lehn, "Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 248–257, 2005.
- [46] G. Dzimano, "Modeling of Photovoltaic Systems," Tese de Doutorado, Ohio State University, 2008.
- [47] A. B. de Almeida, "Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão e Distribuição," Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- [48] C. Keles, B. B. Alagoz, M. Akcin, A. Kaygusuz, and A. Karabiber, "A Photovoltaic System Model For Matlab / Simulink Simulations," no. ?, pp. 13–17, May 2013.
- [49] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, "A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB," *NRIAG J. Astron. Geophys.*, vol. 3, no. 1, pp. 53–61, 2014.
- [50] D. S. H. Chan and J. C. H. Phang, "Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single- and Double-Diode Model Parameters," *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 34, no. 2, pp. 286–293, 1987.
- [51] L. Huishi, S. Jian, and L. Sige, "Reliability Evaluation of Distribution System Containing MicroGrid," in *International Conference on Electric Distribution*, 2010.
- [52] R. Billinton and G. Bai, "Generatin Capacity Adequacy Associated with Wind Energy," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 3, pp. 641–646, 2004.
- [53] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. England: John Wiley & Sons, 2005.
- [54] A. J. Monticelli, *Fluxo De Carga em Redes de Energia Elétrica*, 1st ed. São Paulo, 1983.
- [55] A. C. Zambroni de S., B. I. L. Lopes, O. A. S. Carpinteiro, and R. C. Leme, "Determination of Optimal Point For Reactive Power Compensation in Distribution Systems," in *CIREN International Conference on Electricity Distribution*, no. 0179, pp. 8–11, 2009.
- [56] A. de S. Barbosa, "Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações Práticas," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba, 1995.
- [57] T. Loddi, "Cálculo de Fluxo de Potência Unificado em Sistemas de Transmissão e Redes de Distribuição Através do Método de Newton Desacoplado com Rotação de Eixos," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, 2010.
- [58] B. Sirait and J. Irisawa, "Fast Decoupled Load Flow Via Axis Rotation." Nagaoka, 1995.

- [59] F. W. Mohn and A. C. Z. De Souza, "Tracing PV and QV Curves With the Help of a CRIC Continuation Method," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 3, pp. 1115–1122, 2006.
- [60] M. Etezade-Amoli, "On underfrequency load shedding schemes," in *Proceedings of the Twenty-Second Annual North American Power Symposium*, pp. 172–180, 1990.
- [61] Y. Li, B. Zhang, and Z. Bo, "The Optimization of Undervoltage Load Shedding Strategy," in *Internacional Conference on Power System Technology*, no. 1, pp. 164–169, 2014.
- [62] J. Zhang, M. Ding, and S. Li, "Research on Under-Voltage Load-Shedding to Prevent Voltage Collapse of Electric Power System," in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp. 1–4, 2009.
- [63] D. Marujo, A. C. Zambroni de S., B. L. L. Isaias, M. V. Santos, and K. L. Lo, "On Control Actions Effects by Using QV curves" *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1298–1305, 2015.
- [64] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Second. Plenum Press, 2006.
- [65] C. L. T. Borges and E. Cantarino, "Microgrids Reliability Evaluation with Renewable Distributed Generation and Storage Systems," in *IFAC World Congress*, pp. 11695–11700, 2011.
- [66] Y. Luo, L. Wang, G. Zhu, and G. Wang, "Network Analysis and Algorithm of Microgrid Reliability Assessment," in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp. 1–4, 2010.
- [67] L. A. da F. Manso, "Confiabilidade de Sistemas de Elétricos de Potência," São João del Rei, 2006.
- [68] IEEE, "IEEE 13 Node Test Feeder," 1992. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>. [Acesso: 17-Jan-2016].
- [69] "IEEE 14 Bus Power Flow Test Case," 1962. Disponível em: [https://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg\\_tca14bus.htm](https://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm). [Acesso: 17-Jan-2016].