

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

YAN LEONARDO BERTAGNOLLI DE CARVALHO

**CONTROLE CENTRALIZADO DE TENSÃO E FREQUÊNCIA EM MICRORREDES
ILHADAS**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2022

YAN LEONARDO BERTAGNOLLI DE CARVALHO

**CONTROLE CENTRALIZADO DE TENSÃO E FREQUÊNCIA EM MICRORREDES
ILHADAS**

Centralized Voltage and Frequency Control in islanded Microgrids

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para a obtenção do grau de “Mestre em Engenharia Elétrica” – Área de Concentração: Processamento e Análise de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de S. Benedito.

Coorientador: Prof. Dr. Rafael Fontes Souto (IFB)

CURITIBA

2022



Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



YAN LEONARDO BERTAGNOLLI DE CARVALHO

CONTROLE CENTRALIZADO DE TENSÃO E FREQUÊNCIA EM MICRORREDES ILHADAS

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Automação E Sistemas De Energia.

Data de aprovação: 16 de Setembro de 2022

Dr. Raphael Augusto De S Benedito, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Odilon Luis Tortelli, Doutorado - Universidade Federal do Paraná (Ufpr)

Dr. Rafael Fontes Souto, Doutorado - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Brasília (Ifb)

Dr. Thiago De Paula Machado Bazzo, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 19/09/2022.

Dedico este trabalho a minha família, que sempre proporcionou as condições necessárias para que eu pudesse me dedicar a este trabalho e minha trajetória acadêmica como um todo. Dedico também aos meus professores orientadores que estiveram juntos comigo nessa longa caminhada e que ofereceram o suporte e a dedicação do mais alto nível.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus professores orientadores, Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito e Dr. Rafael Fontes Souto pela confiança e dedicação depositadas, e por estarem sempre dispostos a me ajudar e me guiar, em todos esses anos de trabalho, nos momentos fáceis e difíceis.

Agradeço à Gabriela Rosalee Weigert, pelas contribuições valiosas, que serviram de base para a realização deste trabalho.

Agradeço ao LESEP por possuir uma equipe de grande valor, que produziu trabalhos e profissionais que foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Agradecimentos também aos professores Dr. Thiago de Paula Machado Bazzo e .Dr. Odilon Luís Tortelli por terem aceitado o convite de avaliar este trabalho e oferecerem as suas contribuições.

Agradeço a toda minha família, especialmente meus pais, Marlene Aparecida Bertagnolli e Miguel Alves de Carvalho, que sempre priorizaram minha educação e que se esforçaram dia após dia para me oferecer as melhores condições de vida.

Agradeço a minha Companheira Gabriely Kammer de Campos, que esteve ao meu lado nesses anos, sempre com muito otimismo e compreensão.

RESUMO

CARVALHO, Yan Leonardo B.; CONTROLE CENTRALIZADO DE TENSÃO E DE FREQUÊNCIA EM MICRORREDES ILHADAS. 94 p. Dissertação – Programa de Pós Graduação em Sistemas de Energia. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2022.

A operação ilhada de microrredes traz grandes desafios para o controle de tensão e de frequência, pois neste modo de operação, não há mais o suporte de regulação destas variáveis por parte da rede de distribuição. Isto exige da microrrede sistemas de controle que sejam capazes de controlar essas variáveis e gerenciar as reservas de potências ativa e reativa dos geradores distribuídos do sistema. As estratégias de controle secundário de tensão são normalmente aplicadas com base nos conceitos de zonas de controle e barras piloto, que servem como referência para atuação deste tipo de controle. Muitas vezes os critérios propostos não fazem a atualização dos parâmetros em tempo real, ou mantem a barra piloto fixa. Isto pode fazer com que os parâmetros de controle não sejam ajustados adequadamente para diferentes pontos de operação ou que o controle secundário de tensão siga atuando não necessariamente nas regiões em que se encontram os valores mais críticos de tensão. O presente trabalho apresenta uma metodologia de Controle Centralizado Secundário, com atualização dos seus parâmetros em tempo real, que tem como objetivo restaurar os valores tensão e de frequência para dentro de faixas normais operativas na ocorrência de distúrbios na microrrede. O controle secundário de tensão baseia-se em cálculos de análise de sensibilidade, classificação, determinação de zonas de controle e ajuste de referências de tensão e potência reativa dos reguladores dos geradores síncronos, com a atualização da barra piloto do sistema. O controle secundário de frequência é baseado na determinação dos fatores de participação de cada máquina e atua de forma concomitante com a regulação primária. O algoritmo de implementação da metodologia proposta, assim como a modelagem algébrico-diferencial do problema, são realizados na plataforma Matlab, com base em um sistema teste de distribuição de 33 barras. Os resultados apresentam a efetividade da metodologia proposta, pois restauram tensões e frequência a patamares adequados de operação, além de realizarem o gerenciamento das reservas ativas e reativas com base nos limites máximos e mínimos de cada máquina participante do sistema de controle secundário. Além disso, a metodologia apresentou critérios de definição para as zonas de controle que possibilitam a atuação coordenada de mais de uma

máquina para a mesma barra piloto, bem como nos cálculos dos ajustes de controle de cada gerador que levam em consideração as reservas reativas de cada unidade geradora.

Palavras-chave: Microrredes ilhadas, Controle Secundário de Tensão, Controle Secundário de Frequência, Estabilidade, Controle Centralizado.

ABSTRACT

CARVALHO, Yan Leonardo B.; CENTRALIZED VOLTAGE AND FREQUENCY CONTROL IN ISLANDED MICROGRIDS. 94 p. Dissertação – Programa de Pós Graduação em Sistemas de Energia. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2022.

The islanded operation of microgrids challenges the voltage and frequency control, because in this mode of operation the distribution network can not support the regulation of these variables. This requires from the microgrid a control system that is capable of controlling these variables and managing the active and reactive power reserves of the distributed generators. Secondary voltage control strategies are often applied using concepts of control zones and pilot buses, which serve as a reference for this type of control. In many cases, the proposed criteria do not update the parameters in real time, or keep the pilot bar fixed. This can cause the control parameters to not be properly adjusted for different operating points or the secondary voltage control to keep acting not necessarily in the regions where the most critical voltage values are found. The present work develops a methodology of Centralized Secondary Control with updating of its parameters in real time, which aims to restore the voltage and frequency values to normal operating ranges in case of disturbances in the microgrid. The secondary voltage control is based on sensitivity analysis calculations, classification, determination of control zones and adjustment of voltage references and reactive power of the regulators of synchronous generators, with the update of the pilot bus of the system. The secondary frequency control is based on the determination of the participation factors of each machine and it acts simultaneously with the primary regulation. The algorithm that runs the proposed methodology, as well as the algebraic-differential modeling of the problem, are performed on Matlab, based on a 33-bus test distribution system. The results show the effectiveness of the proposed methodology, since we can restore voltages and frequency to adequate operating levels. In addition, we can manage active and reactive reserves based on the maximum and minimum limits of each machine that participates in the secondary control system. Also, the methodology presented a definition for the control zones that allows the coordinated actuation of more than one machine for the same pilot bus, as well as calculations of the control adjustments of each generator that take into account the reactive reserves of each unit generator.

Keywords: Islanded Microgrids. Secondary Voltage Control. Secondary Frequency Control. Stability. Centralized Control

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Representação geral de uma Microrrede.....	16
Figura 1.2: Estrutura de um Sistema Cibernético de uma microrrede.....	17
Figura 2.1: Configurações de Ilhamento de uma microrrede.	22
Figura 2.2: Classificação de Estabilidade de Microrredes.	26
Figura 2.3 Estrutura Típica de Controle de uma Microrrede.	29
Figura 2.4: Modelo de AVR operando como controle de tensão ou como controle de potência reativa.	30
Figura 2.5: Diagrama de blocos do Controle Automático de Geração da Microrrede.	34
Figura 3.1: Fluxograma da estrutura de controle proposta.....	41
Figura 3.2: Estrutura de controle secundário com os fatores de participação.	42
Figura 3.3: Exemplo de Microrrede dividida em duas Zonas de Controle de Tensão.	48
Figura 4.1 : Representação do sistema teste com o sistema de controle proposto.	53
Figura 4.2: Fluxograma geral das simulações no domínio do tempo.....	55
Figura 4.3: Ângulos dos rotores das UG's – Cenário 01.	57
Figura 4.4: Frequência do Gerador 01 - Cenário 01.....	57
Figura 4.5: Frequência do Gerador 02 - Cenário 01.....	58
Figura 4.6: Frequência do Gerador 03 - Cenário 01.....	58
Figura 4.7: Potências Ativas e Mecânicas geradas pelas UG's – Cenário 01.....	59
Figura 4.8: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio – Cenário 01.	61

Figura 4.9: Tensões Eficazes nas barras em que as UG's estão conectadas e na barra em que ocorreu o distúrbio – Cenário 01.	61
Figura 4.10: sensibilidades para a UG-01 com $t=30s$	62
Figura 4.11: sensibilidades para a UG-02 com $t=30s$	62
Figura 4.12: sensibilidades para a UG-01 com $t=60s$	63
Figura 4.13: sensibilidades para a UG-02 com $t=60s$	63
Figura 4.14: Divisão das zonas de controle dos geradores Cenário-01.....	64
Figura 4.15: Potências reativas geradas pelas UG's – Cenário 01.....	66
Figura 4.16: Ângulos dos rotores das UG's - Cenário 02.....	67
Figura 4.17: Frequência do Gerador 01 - Cenário 02.....	67
Figura 4.18: Frequência do Gerador 02 - Cenário 02.....	68
Figura 4.19: Frequência do Gerador 03 - Cenário 02.....	68
Figura 4.20: Potências Ativas e Mecânicas geradas pelas UG's - Cenário 02.	69
Figura 4.21: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio - Cenário 02.....	69
Figura 4.22: Tensões Eficazes nas barras em que as UG's estão conectadas e na barra em que ocorreu o distúrbio – Cenário 02.	70
Figura 4.23: Divisão das zonas de controle dos geradores - Cenário 02.....	70
Figura 4.24: Potências reativas geradas pelas UG's – Cenário 02.....	71
Figura 4.25: Ângulos dos rotores das UG's - Cenário 03.....	72
Figura 4.26: Frequência do Gerador 01 - Cenário 03.....	73
Figura 4.27: Frequência do Gerador 02 - Cenário 03.....	73
Figura 4.28: Frequência do Gerador 03 - Cenário 03.....	74

Figura 4.29: Potências Ativas e Mecânicas geradas pelas UG's – Cenário 03.....	74
Figura 4.30: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio (Barra 22) – Cenário 03.....	75
Figura 4.31: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio (Barra 18) – Cenário 03.....	75
Figura 4.32: Tensões Eficazes nas barras em que as UG's estão conectadas e nas barras em que ocorreu o distúrbio – Cenário 03.	76
Figura 4.33: Potências reativas geradas pelas UG's – Cenário 03.....	77
Figura A.1: Regulador de Tensão IEEE ST2A.....	87
Figura B.1: Modelo de Regulador de Velocidade e Turbina Utilizados.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Causas e Manifestações para a Estabilidade do Balanço e Fornecimento de Energia	27
Tabela 3.1: Faixas para a classificação das sensibilidades	47
Tabela 4.1: Ajustes de Proteção das Gerações Distribuídas.....	55
Tabela 4.2: Parâmetros da repartição de carga ativa do sistema em (p.u).....	60
Tabela 4.3: Verificação das reservas reativas UG-01 em (p.u).	65
Tabela 4.4: Verificação das reservas reativas UG-02 em (p.u).	65
Tabela 4.5: Valores dos incrementos ΔV_{ref} em (p.u) – Cenário 01.	65
Tabela 4.6: Valores dos incrementos ΔV_{ref} em (p.u) – Cenário 02.	71
Tabela 4.7: Valores dos incrementos ΔQ_{ref} em (p.u) – Cenário 02.	71
Tabela 4.8: Valores dos incrementos ΔV_{ref} em (p.u) – Cenário 03.	76
Tabela D.1: Dados de Barra do Sistema Teste.....	91
Tabela D.2: Dados de Linha do Sistema Teste.....	92
Tabela D.3: Dados das UG's.....	92
Tabela E.1: Cálculo das Sensibilidades para cada período de atuação das UG's – Cenário 01.....	93
Tabela E.2: Classificação das Sensibilidades – Cenário 01.....	94

LISTA DE SIGLAS

AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CAG	Controle Automático de Geração
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPF	<i>Cyber Physical Framework</i>
CSF	Controle Secundário de Frequência
CST	Controle Secundário de Tensão
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EMT	Elevação Momentânea de Tensão
FTSM	<i>fast terminal sliding mode</i>
GD	Gerador Distribuído
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
MPC	Modelo de Controle Preditivo
MPPT	Maximum power point Tracking
NTC	Norma Técnica Copel
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
RPA	Reserva de Potência Ativa
RPR	Reserva de Potência Reativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência

UG	Unidade Geradora
VTCD	Varição de Tensão de Curta Duração
ZCTG	Zona de Controle de Tensão do Gerador

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS	17
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2 ESTABILIDADE E CONTROLE DE MICRORREDES	21
2.1 MICRORREDES.....	21
2.2 ESTABILIDADE DE MICRORREDES	23
2.3 ESTRUTURA DE CONTROLE CENTRALIZADA, DECENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA.....	27
2.4 CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE TENSÃO.....	29
2.5 CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA	32
2.6 ENQUADRAMENTO NO ESTADO DA ARTE.....	35
2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	38
3 ESTRUTURA DE CONTROLE PROPOSTA	40
3.1 CONTROLE SECUNDÁRIO CENTRALIZADO DE TENSÃO	43
3.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	50
4 RESULTADOS	52
4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS E SISTEMA TESTE.....	52
4.2 CENÁRIO 01: AUMENTO DE CARGA NA BARRA 22	55
4.3 CENÁRIO 02: AUMENTO DE CARGA BARRA 32 – PARTICIPAÇÃO UG-03 NO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO	66
4.4 CENÁRIO 03: AUMENTO DE CARGA NAS BARRAS 22 E 18	72
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	77
5 CONCLUSÕES	79
REFERÊNCIAS	82
ANEXO A – MODELO DO REGULADOR DE TENSÃO	87
ANEXO B – MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE	89
ANEXO C – MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA	90
ANEXO D – DADOS DO SISTEMA TESTE	91
ANEXO E – RESULTADOS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE CEN .01	93

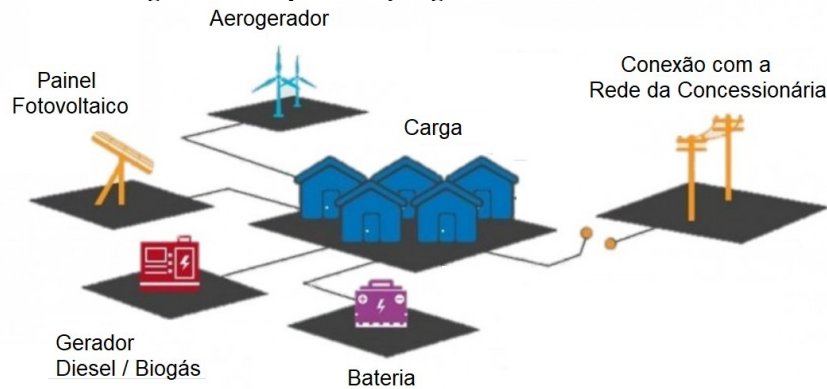
1 INTRODUÇÃO

De forma geral, um Sistema Elétrico de Potência (SEP) deve ser essencialmente planejado e operado conforme as premissas de continuidade, qualidade e economia. A continuidade deve ser buscada para as constantes demandas de energia, mantendo uma capacidade de geração com níveis adequados de reservas de potências ativa e reativa. A qualidade do suprimento deve seguir padrões mínimos de fornecimento mantendo valores de tensão e de frequência a níveis adequados de operação. Além disso, o SEP deve operar com base em critérios de otimização econômica, ou seja, operar com o menor custo possível, além de levar em conta aspectos ecológicos e ambientais (KUNDUR, 1994; MACHOWSKI *et al.*, 2008).

A estrutura atual dos sistemas elétricos é baseada em grandes redes interligadas de transmissão e possuem uma série de equipamentos e sistemas de proteção e controle que tornam sua operação confiável e segura. No entanto, alguns desafios ainda são presentes como um considerável percentual de perdas na transmissão e distribuição, a utilização de uma parte considerável da capacidade de geração do sistema para manter os picos de demanda apenas por curtos períodos de tempo, além da integração de fontes de geração distribuída, do inglês *Distributed Energy Resources* (DER) que operam conectadas aos sistemas de distribuição (BEVRANI *et al.*, 2017). A constituição de microrredes é uma importante solução para contribuir com os desafios citados acima, com a melhoria de aspectos de eficiência, economia e confiabilidade para o sistema elétrico como um todo.

Uma microrrede contempla uma porção da rede de distribuição e pode incluir alguns tipos de fontes de geração distribuída como geradores síncronos, sendo estes acoplados a turbinas térmicas e hidráulicas de pequeno porte, ou ainda acoplados em motores a combustão. Além disso, essas fontes de geração podem compreender fontes não despacháveis como geração fotovoltaica, eólica etc. A Figura 1.1 mostra uma representação geral de uma microrrede.

Figura 1.1: Representação geral de uma Microrrede.



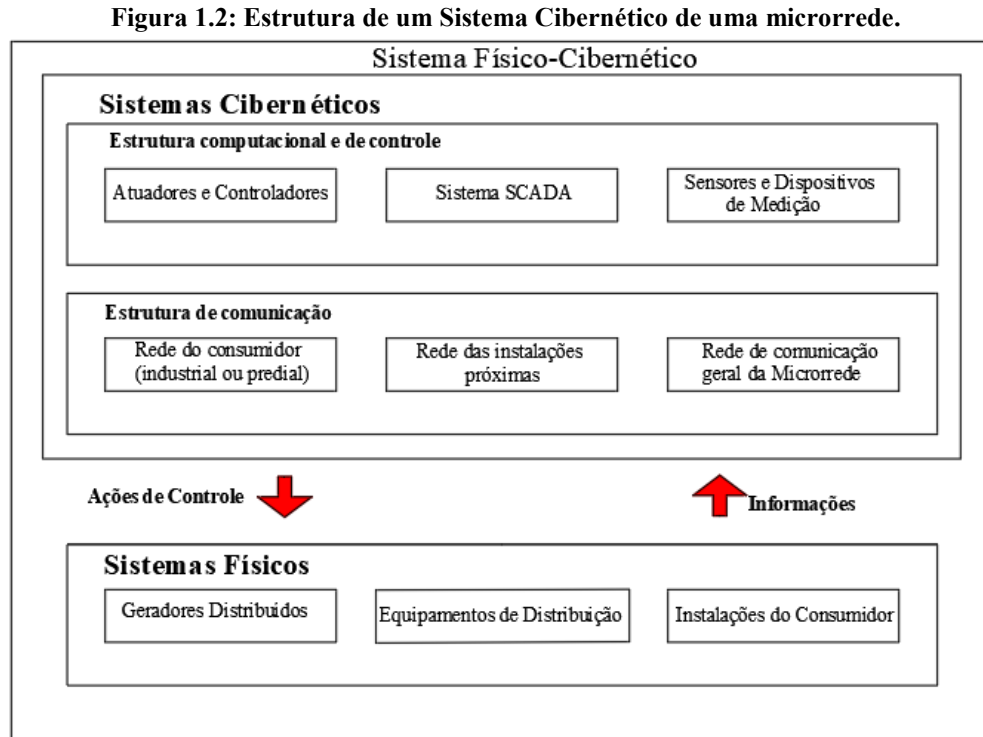
Fonte: Adaptado de Legado Energias (2022).

Uma microrrede normalmente opera em paralelo com o restante da rede de distribuição. Entretanto, a microrrede pode manter o suprimento de energia para determinadas cargas em eventos de interrupção do fornecimento de energia por parte da rede de distribuição da concessionária. Quando a microrrede opera de forma desconectada desta rede de distribuição, a mesma está no modo de operação **Ilhado** ou em operação Ilhada. Isto é possível caso haja capacidade de geração e sistemas de proteção e de controle adequados para esse fim. Os sistemas de controle devem regular as tensões, frequência e potências ativas e reativas adequadamente. Para que a microrrede possa continuar a suprir essas cargas, deve haver um processo de desconexão com a rede principal que seja executado de forma suave, de forma a evitar a ocorrência de distúrbios ao sistema (PADDIYAR; KULKARNI, 2019) .

Ao longo dos últimos anos, as microrredes vem sendo cada vez mais constituídas como um Sistema Físico-Cibernético (do inglês, *CPF* ou *Cyber Physical Framework*). Neste tipo de estrutura, as infraestruturas de comunicação e computação estão fortemente relacionadas com os elementos físicos do sistema elétrico. Dessa forma, os CPF's são compostos por dois subsistemas de caráter homogêneo, um denominado como Sistema Físico, que é composto pelos elementos e equipamentos elétricos do sistema, enquanto que o Sistema Cibernético compreende as estruturas de comunicação, controle e sistemas computacionais. (SHRIVASTAVA; SUBUDHI, 2021).

Dentro deste contexto, a comunicação bidirecional entre o Sistema Físico e o Sistema Cibernético é de grande importância para o controle de microrredes, pois as ações do Sistema Físico dependem diretamente dos sinais que são enviados pelo Sistema Cibernético. Por outro lado, a coleta de informações que alimentam o Sistema Cibernético depende das informações

que são medidas pelos elementos e equipamentos do Sistema Físico. A Figura 1.2 apresenta a estrutura geral de um sistema Físico-Cibernético de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de Shrivastava e Subudhi (2021).

A configuração da Figura 1.2 mostra a grande importância que o sistema Físico-Cibernético possui para as ações de controle, fazendo com que seu estudo e aplicação seja fundamental para a operação das microrredes atuais.

1.1 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

Para que os benefícios potenciais que as microrredes possam oferecer ao sistema de distribuição sejam efetivamente realizados, a condução de estudos e análises nas áreas de planejamento, proteção, controle e estabilidade, entre outros, é essencial, assim como é realizado nos sistemas elétricos de grande porte.

Atualmente, a formulação de estratégias de controle aplicadas ao contexto de estabilidade de microrredes tem mobilizado esforços e atenção. O emprego de técnicas e metodologias de controle são de fundamental importância para a manutenção da estabilidade desses sistemas. Enquanto que para os grandes sistemas elétricos, o estudo das características e problemas de estabilidade são mais bem padronizados e conhecidos, o mesmo não é válido para

as microrredes. Por isto, a realização de estudos e proposição de estruturas e metodologias de controle são fundamentais para o desenvolvimento desses sistemas (BEVRANI *et al.*, 2017).

Dentro do contexto brasileiro, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) realizou em 2020 uma chamada pública para a constituição de microrredes em diversas regiões da sua área de atuação, através do Edital GD 001/2020 que é apresentado em Copel (2020). Trata-se de um projeto piloto, voltado para que pequenos produtores independentes possam realizar a venda de energia elétrica desde que constituam microrredes e atendam a diversos requisitos de continuidade e qualidade de energia. Isto tanto operando em paralelo com a rede distribuição da Copel (modo conectado à rede), quanto de forma desconectada (modo ilhado).

O mesmo documento faz menção aos requisitos de qualidade de energia com base no PRODIST Módulo 8 da ANEEL e dos estudos elétricos que devem ser conduzidos conforme Norma Técnica Copel NTC 905100. Com isto, observa-se que a implantação de microrredes já está em curso no Brasil e a tendência é que o nível de penetração dessa tecnologia nos sistemas de distribuição do país seja cada vez maior.

Em termos regulatórios, no ano de 2022 houve a publicação da Nota Técnica 0033/2022 da ANEEL, que teve como propósito avaliar tecnicamente as contribuições de diversos agentes do setor elétrico a respeito de propostas sobre modelos regulatórios para diversos aspectos na área de Geração Distribuída. Com base em ANEEL (2022), este tipo de documento teve como um dos objetivos, realizar avanços para a regulamentação de diversos temas, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes. Com isto, além dos avanços em projetos piloto, caminha-se para a consolidação de modelos regulatórios para a constituição e operação de microrredes no Brasil.

Observando as necessidades e contextos descritos acima, o presente trabalho tem como objetivo principal formular uma metodologia de controle secundário de tensão e de frequência para microrredes, em períodos que estas estejam desconectadas da rede de distribuição principal, ou seja, estejam operando de forma ilhada. Neste modo de operação, as fontes de geração distribuída possuem a responsabilidade de realizar os controle de tensão e de frequência da microrrede.

A partir do objetivo principal apresentado anteriormente, delineou-se como objetivos específicos:

- implementar uma estrutura de controle primário e secundário de tensão e de frequência de forma centralizada;
- propor uma metodologia que realize a regulação de tensão e de frequência da microrrede, assim como o gerenciamento das reservas de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos participantes das ações de controle;
- implementar e validar a metodologia proposta através de simulações em sistema teste composto por uma microrrede operando de forma ilhada;
- analisar o desempenho da metodologia proposta através dos resultados obtidos nas simulações.

A metodologia proposta é seguida de simulações computacionais a fim de se verificar o desempenho da metodologia e da estrutura de controle empregada. As simulações são realizadas na plataforma MATLAB com a resolução do modelo matemático adotado para a rede de distribuição, os geradores e seus controles com base na sua modelagem dinâmica algébrico-diferencial do problema. O sistema teste empregado foi retirado da literatura disponível, assim como os parâmetros dos geradores e controladores.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura dos próximos capítulos deste trabalho é descrita a seguir:

Capítulo 2: são apresentados conceitos relacionados à estabilidade, controle e estruturas de microrredes. Também são apresentados os conceitos de controle secundário de tensão e de frequência utilizados e por fim, o enquadramento da pesquisa no estado da arte em relação ao tema.

Capítulo 3: apresenta-se a metodologia proposta de controle de microrrede ilhada destacando os controles de tensão e de frequência.

Capítulo 4: são apresentados três cenários de simulação com o propósito de se testar a metodologia formulada. Cada cenário apresenta aspectos e contribuições diferentes para os sistemas de controle propostos.

Capítulo 5: São apresentadas as conclusões gerais sobre o trabalho desenvolvido, além de sugestões para trabalhos futuros e continuidade da pesquisa.

2 ESTABILIDADE E CONTROLE DE MICRORREDES

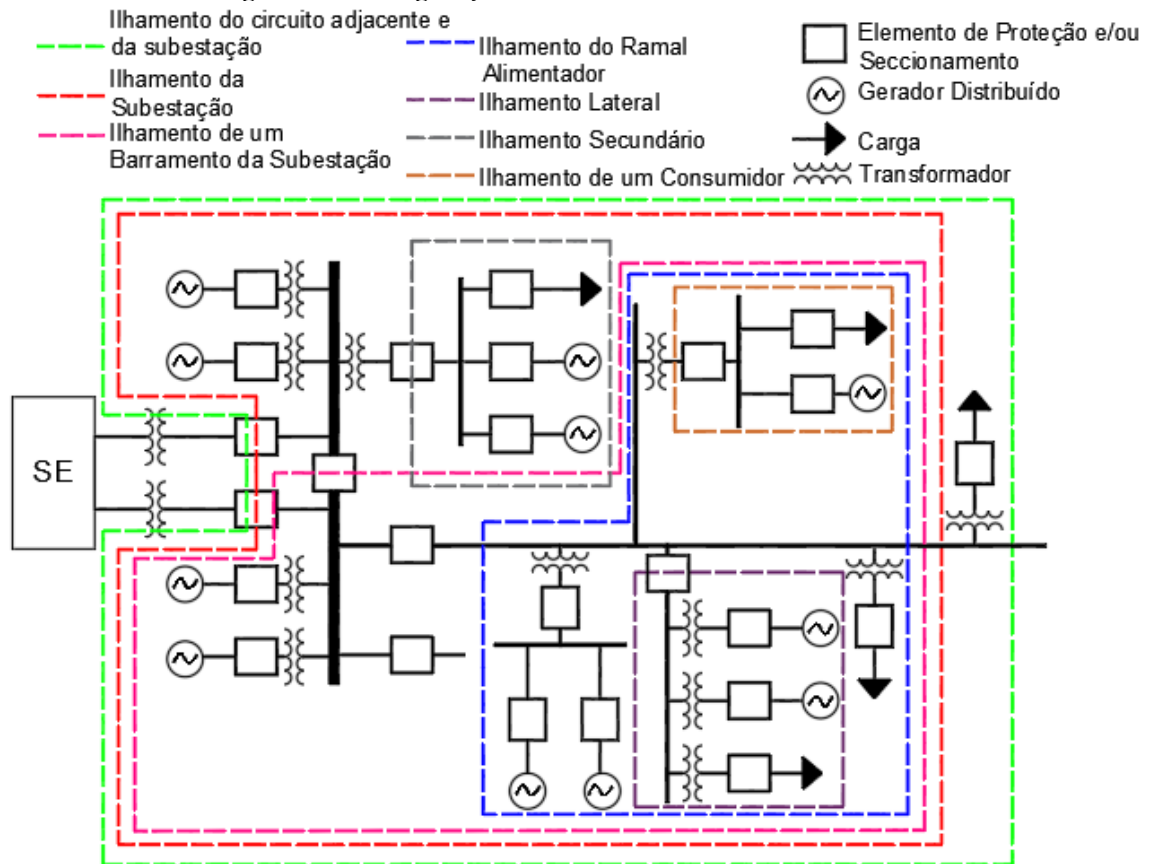
2.1 MICRORREDES

Uma microrrede pode ser definida como um grupo de fontes de energia distribuídas e cargas que operam localmente de uma forma sistêmica e controlável (FARROKHABADI *et al.*, 2020). Também pode ser entendida como um sistema elétrico de distribuição de pequeno porte que interliga diversos consumidores, geradores distribuídos e sistemas de armazenamento (BEVRANI *et al.*, 2017). Além disso, tais sistemas podem operar de forma conectada e paralela à rede de distribuição principal, que será denominada neste trabalho como **rede principal** e este modo de operação será denominado como **modo conectado na rede**. Tais sistemas também podem operar de forma independente desta rede principal, ou seja, desconectada da rede principal, que seria o modo de operação ilhado (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2014).

O objetivo principal da operação ilhada de uma microrrede é a manutenção do suprimento de energia para toda ou pelo menos uma parte das suas cargas conectadas, em períodos em que a rede principal não possuir condições de suprir as demandas da microrrede. Além disso, os sistemas de controle devem garantir a regulação de tensão e frequência do sistema, dentre outros requisitos como o gerenciamento das reservas de potência dos geradores (IEEE, 2017). Por este motivo, o foco deste trabalho é em microrredes operando de forma ilhada, por atribuir aos geradores distribuídos a reponsabilidade de se realizar a regulação de tensão e de frequência de toda a microrrede, sendo este um dos principais objetivos de estudo deste trabalho.

No modo conectado na rede, deve-se assegurar a maximização da produção energética e otimização da sua operação, observando aspectos como: os preços da energia fornecida e do fluxo de potência a ser exportado para rede principal, entre outros (BEVRANI *et al.*, 2017). No entanto, a regulação de tensão e de frequência da microrrede é de responsabilidade Concessionária da rede principal. As microrredes ilhadas podem operar com diferentes configurações conforme norma IEEE 1547.4 que é apresentada em IEEE (2011). Algumas destas configurações são exemplificadas na Figura 2.1.

Figura 2.1: Configurações de Ilhamento de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de IEEE (2011).

- Ilhamento de um consumidor (*facility Island*): ilhamento ocorre apenas nas instalações internas de uma unidade consumidora específica;
- Ilhamento secundário (*secondary island*): ilhamento ocorre para um grupo de consumidores que estão localizados na rede secundária de distribuição (rede de baixa tensão);
- Ilhamento Lateral (*Lateral Island*): ocorre para todos os elementos de um ramo lateral específico de um ramal alimentador;
- Ilhamento do Ramal Alimentador (*Circuit Island*): ocorre para todos os elementos de um ramal alimentador específico;
- Ilhamento de um barramento da Subestação (*Substation Bus Island*): ocorre para todos os elementos de um barramento específico da Subestação;
- Ilhamento da Subestação (*Substation Island*): ilhamento contempla todos os elementos conectados a uma subestação;

- Ilhamento do circuito adjacente e da Subestação (*Adjacent Island*): contempla os elementos conectados a uma subestação e outros circuitos adjacentes.

No caso deste trabalho, a topologia da microrrede ilhada a ser estudada pode encaixar-se nas classificações de Ilhamento da Subestação, Ilhamento de uma barra da subestação ou Ilhamento do Ramal Alimentador.

Ainda contemplando os aspectos da IEEE 1547.4, são apresentados as categorias e tipos de estudos elétricos que devem ser realizados a fim de analisar os modos de operação que incluem aspectos dos perfis de tensão, proteção e estabilidade. Os estudos necessários são: i) Planejamento da Capacidade de Geração; ii) Fluxo de Potência; iii) Curto-Circuito e Proteção e iv) Estabilidade. O presente trabalho, concentra-se nos estudos e análises de estabilidade, especificamente Estabilidade de Tensão e de Frequência, embora aspectos relacionados com Capacidade de geração e Fluxo de potência também sejam abordados.

2.2 ESTABILIDADE DE MICRORREDES

No contexto dos grandes Sistemas Elétricos de Potência, o conceito de Estabilidade pode ser definido como a capacidade que tais sistemas possuem de alcançar um novo ponto de equilíbrio após a ocorrência de um distúrbio, mantendo suas variáveis dentro de limites que garantam sua integridade física (KUNDUR *et al.*, 2004).

Ainda segundo Kundur *et al.* (2004), a classificação geral dos tipos de estabilidade é dividida em i) Estabilidade do Ângulo do Rotor; ii) Estabilidade de frequência e; iii) Estabilidade de tensão. A estabilidade do ângulo do rotor refere-se a capacidade que os geradores de um sistema interligado possuem de manter o sincronismo após a ocorrência de um distúrbio. A estabilidade de frequência refere-se a capacidade que o Sistema de Potência possui de estabilizar sua frequência após a ocorrência de um desequilíbrio entre carga e geração e, a estabilidade de tensão é a capacidade de se estabilizar as tensões de todas as barras do sistema, na ocorrência de uma perturbação no mesmo. Tais classificações são realizadas de acordo com a natureza física do fenômeno de instabilidade, da magnitude, dos equipamentos e processos envolvidos, além da escala de tempo para a ocorrência desses fenômenos.

Dentro do contexto das microrredes, a natureza e a dinâmica do problema de estabilidade apresentam diferenças, se comparado àquelas apresentadas nos grandes sistemas

de potência, conforme Bevrani *et al.* (2017) como sistemas “convencionais”. As diferenças mais relevantes são, conforme Farrokhhabadi *et al.* (2020) : menor extensão; alto nível de penetração de fontes não despacháveis como eólica e solar fotovoltaica; elevada relação R/X das linhas de distribuição e capacidade limitada de curto-circuito. Tais diferenças alteram as relações matemáticas entre as variáveis do sistema, como tensões, ângulos e fluxos de potência ativa e reativa.

Com isto, os tipos de estabilidade para as microrredes podem ser classificados de forma diferente em relação à classificação convencional para grandes redes. Ainda segundo Farrokhhabadi *et al.* (2020), uma microrrede é estável se, após uma perturbação, todas as variáveis de estado alcançam novos valores em regime permanente que satisfaçam as condições e restrições normais de operação e sem ocorrer cortes involuntários de carga. Neste contexto a microrrede pode realizar cortes voluntários de carga dentro da estratégia de Resposta da Demanda e também para isolar elementos em condição de falta. Nessas ocorrências de corte voluntário de carga, pode-se considerar o sistema como sendo estável. A Figura 2.2 apresenta a classificação dos tipos de estabilidade dentro do contexto das microrredes. Esta classificação ocorre em dois grupos principais, a Estabilidade do Balanço e Fornecimento de energia e a Estabilidade do Sistema de Controle.

A Estabilidade do Sistema de Controle está relacionada à aplicação inadequada de esquemas de controle e de má sintonia das malhas de controle dos equipamentos do sistema. Neste caso, os controles devem ser sintonizados novamente ou tal equipamento deve ser desconectado da microrrede. Esta categoria ainda pode ser subdividida em Estabilidade de Máquinas Elétricas e Estabilidade de Inversores.

A estabilidade de inversores não é objeto de estudo deste trabalho, pois considera-se apenas a aplicação de geradores síncronos como GD's participantes da metodologia de controle proposta. No caso da Estabilidade de Máquinas Elétricas, a mesma é convencionalmente relacionada, no caso dos grandes sistemas elétricos, aos fenômenos de Estabilidade Transitória e da Estabilidade à pequenas perturbações, como no caso das Oscilações Não Amortecidas no ângulo do rotor. Neste último caso, uma sintonia adequada dos Sistemas de Excitação e Regulação de Velocidade em geral é capaz de evitar tais problemas (FARROKHABADI *et al.*, 2020).

A análise de Estabilidade do Sistema de Controle não será abordada neste trabalho, pois por mais que este trabalho aborde esquemas e estratégias de controle, assim como a sintonia de alguns parâmetros dos controles de tensão e de frequência, no entanto, o foco não está no estudo da estabilidade transitória e nem nos problemas de oscilações não amortecidas no ângulo do rotor e sim, na Estabilidade de Tensão e Estabilidade de Frequência como um problema de Estabilidade no Balanço e Fornecimento de Energia. A Figura 2.2 apresenta de forma geral a classificação dos fenômenos de estabilidade, com a marcação em cores das categorias que serão abordadas neste trabalho.

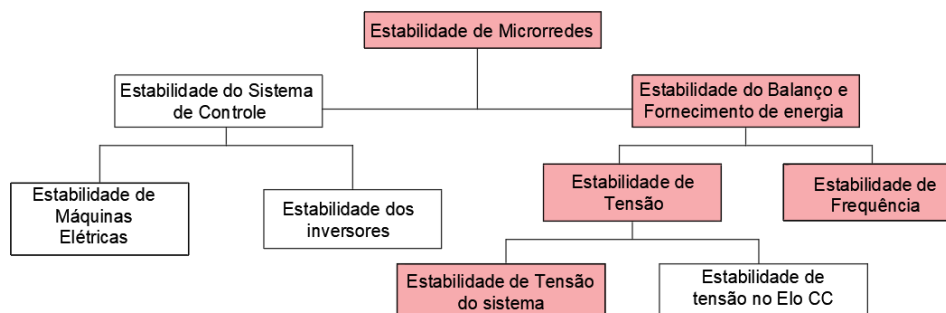
É importante ressaltar que, conforme a Figura 2.2, observam-se diferenças importantes na forma de classificação dos tipos de estabilidade para microrredes em relação a forma de classificação para os grandes sistemas de potência, cuja classificação é apresentada em Kundur *et al.* (2004). Dentre as principais diferenças, observa-se que para o caso das microrredes, os problemas de estabilidade de tensão e de frequência não são classificados de forma independente, como é o caso dos grandes sistemas convencionais. Isto ocorre devido ao forte acoplamento entre as variáveis de tensão e frequência, fazendo com que o fenômeno de instabilidade destas duas variáveis não possam ser baseados apenas na observação e medição destas variáveis separadamente (FARROKHABADI *et al.*, 2020). Neste caso a estabilidade de tensão e de frequência pertencem especificamente a classe de Estabilidade do Balanço e Fornecimento de Energia.

A Estabilidade do Balanço e Fornecimento de Energia refere-se a capacidade do sistema manter o balanço de potência e de realizar o compartilhamento de carga entre as GD's de forma efetiva, de modo a atender os requisitos de operação do sistema (FARROKHABADI *et al.*, 2020). Este tipo de problema de estabilidade pode estar também associado com a perda de unidades geradoras, violação dos seus limites normativos de tensão e de frequência, compartilhamento de carga realizado de forma inadequada e má seleção das barras *slack* da microrrede. Como mencionado acima, esse tipo de estabilidade pode ainda ser separado em duas subcategorias: Estabilidade de Tensão e Estabilidade de Frequência.

Dentro do contexto da Estabilidade de Frequência, a regulação de frequência configura um dos maiores desafios para o controle e operação de microrredes ilhadas. Isto ocorre devido a uma baixa inércia equivalente do sistema e da alta presença de fontes de energia intermitentes.

Além disso, o número baixo de geradores conectados aumenta o risco de grandes perturbações no sistema, caso ocorra perda de alguma dessas fontes.

Figura 2.2: Classificação de Estabilidade de Microrredes.



Fonte: Adaptado de Farrokhabadi *et al.* (2020).

Na ocorrência destes e outros distúrbios no sistema, a frequência poderá apresentar grandes desvios com elevadas acelerações ou taxas de variação da frequência (do inglês ROCOF – *Rate of Change of Frequency*). Neste contexto, as técnicas convencionais de controle de frequência, ou seja, aquelas aplicadas em sistemas convencionais, podem não oferecer respostas rápidas o suficiente, mesmo quando há disponibilidade suficiente de reservas de geração.

O fenômeno de instabilidade de frequência pode ocorrer por diversas razões. Como exemplo, tem-se: grandes aumentos de carga acompanhados de uma resposta inadequada dos sistemas de controle, que podem causar um decréscimo de frequência com alta taxa de variação, devido à baixa inércia equivalente do sistema; má coordenação entre diversos controladores de frequência e compartilhamento de potência realizado de forma inadequada; valores de frequência em regime permanente aquém das faixas toleráveis de operação, devido a insuficiência de reserva de potência ativa (FARROKHABADI *et al.*,2020).

No caso da Estabilidade de Tensão, observando o contexto dos sistemas convencionais, uma das causas principais de instabilidade é a extensão das linhas de transmissão do sistema, pois quanto maior é a sua extensão, maior é a impedância série da linha e com isto menor é a sua capacidade de transferência de potência, diminuindo assim sua margem de estabilidade de tensão. No caso das microrredes, as linhas de distribuição possuem extensões menores, fazendo com que as quedas de tensão no sistema tendam a ser menores. Contudo, as quedas de tensão podem também ser acentuadas em microrredes que envolvam

sistemas de distribuição com capacidade de operação mais limitada e/ou que sejam mais antigos (FARROKHABADI *et al.*, 2020).

No entanto, de forma geral, as microrredes apresentam diferentes fatores que possam causar a instabilidade de tensão no sistema. Estes diferentes fatores estão principalmente na violação dos limites de operação das fontes de geração distribuída, nas sensibilidades que as cargas possuem em relação a variação de tensão do sistema, na má repartição de potência reativa entre as fontes de geração (GURSKI, 2020; IEEE, 2018). O foco deste trabalho está na Estabilidade de Tensão do Sistema, portanto não abordará nenhuma análise em relação a Estabilidade de Tensão no Elo C.C de inversores eletrônicos. A Tabela 2.1 apresenta um resumo das causas e efeitos na categoria de Estabilidade do Balanço e Fornecimento de Energia.

Tabela 2.1: Causas e Manifestações para a Estabilidade do Balanço e Fornecimento de Energia.

Categoria	Estabilidade do Balanço e Fornecimento de energia	
Subcategoria	Estabilidade de Tensão	Estabilidade de Frequência
Causa	<ul style="list-style-type: none"> • Limites de potência das GD's; • Fornecimento inadequado de potência; • Má repartição de potência reativa; • Sensibilidade das cargas em relação às variações de tensão; • Capacidade de se manter a tensão do Elo C.C de GD's com inversores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limites de potência ativa das GD's; • Fornecimento inadequado de potência ativa; • Má repartição de potência ativa; • Baixa Inércia Equivalente do sistema.
Manifestação	<ul style="list-style-type: none"> • Tensões em regime permanente aquém das faixas normais de operação; • Grandes oscilações de potência e Elos C.C das GD's com inversores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta taxa de variação da frequência; • Frequência em regime permanente aquém das faixas normais de operação; • Grandes oscilações de potência e Frequência.

Fonte: Adaptado de Farrokhabadi *et al.* (2020).

Com base nas informações da Tabela 2.1, as estratégias de controle para Estabilidade de Tensão e de Frequência devem ter como um dos objetivos atenuar ao máximo as causas e manifestações que podem levar os fenômenos de instabilidade de microrredes.

2.3 ESTRUTURA DE CONTROLE CENTRALIZADA, DECENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA

Na Figura 2.3 é apresentada uma estrutura típica de controle de uma microrrede operando no modo ilhado. Dentre os elementos representados estão: GD's despacháveis com geradores síncronos e GD's conectadas via inversor além de sistemas de armazenamento como banco de baterias, cargas, sistemas de controle primário e secundário, além de canais de comunicação e controle.

O controle primário tem como características operar de forma local e mais rápida, se comparado ao secundário. As suas funções principais são: controle de tensão e frequência incluindo detecção de ilhamento, além de contribuir para o compartilhamento e balanço de potência para o sistema. O controle secundário tem como objetivo principal restaurar a frequência e tensões aos seus valores de referência após cada variação de carga ou geração.

De forma a viabilizar a aquisição e transmissão dos sinais de medição e controle, o estudo e a topologia dos sistemas de comunicação são essenciais para a formação das estruturas e hierarquias de controle no contexto da microrredes. O trabalho apresentado em Shrivastava e Subudhi (2021) descreve as 3 categorias em que o controle secundário pode ser enquadrado em relação a sua estrutura de comunicação.

Primeiramente há Controle Centralizado, que é uma estrutura em que existe um sistema de controle central que estabelece conexão com canais de medição e comunicação com os controles locais dos geradores distribuídos do sistema de forma hierárquica. O sistema da Figura 2.3 é um exemplo de estrutura de controle secundária centralizada, que reúne os dados de medição e comunicação de toda a microrrede em um computador central e um Sistema de Gerenciamento de Energia EMS (do inglês, *Energy Management System*).

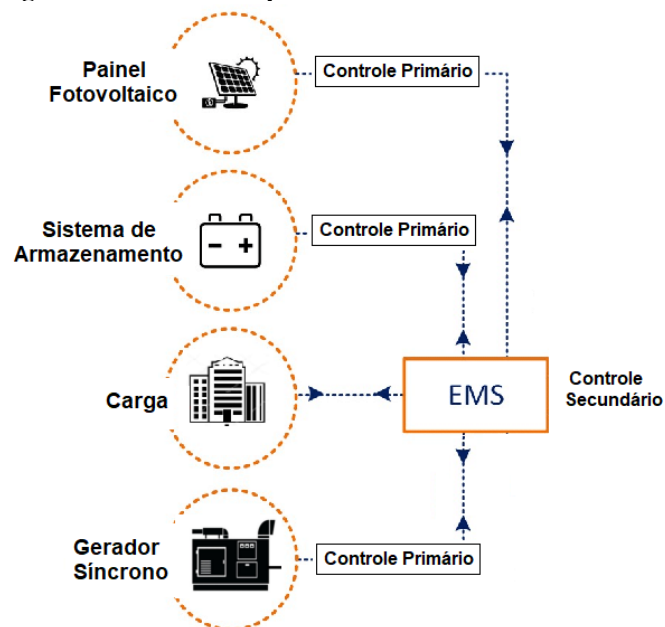
Também é possível a realização do controle secundário da forma denominada como Controle Descentralizado. Nesta estrutura não existe comunicação entre os geradores distribuídos e as ações de controle secundário são realizadas apenas conforme medições locais dos geradores. Além da estrutura centralizada e descentralizada, existe a estrutura de Controle Distribuído, em que há apenas a comunicação entre geradores próximos, reduzindo assim a complexidade e a extensão do sistema de comunicação.

A estrutura descentralizada é de simples implementação e baixo custo, enquanto que a estrutura centralizada traz vantagens como a parametrização online dos sinais de referência das malhas de controle e possibilidade de coordenação das ações de controle entre todas as GD's. No entanto, uma falha neste sistema centralizado compromete todo o funcionamento dos controles secundários. Por outro lado, o controle distribuído necessita de uma estrutura de comunicação menos extensa e complexa, pois prevê uma comunicação apenas entre geradores mais próximos, promovendo assim maior confiabilidade em relação a estrutura centralizada. Com isto, formam-se diversas estruturas independentes e distribuídas ao longo da microrrede.

No entanto, de uma forma geral, segundo Vandoorn *et al.* (2013), a estrutura mais comum de ser empregada até então havia sido a estrutura centralizada, com computadores e sistemas de gerenciamento centralizados. Tal estrutura também é convencionalmente denominada como Controlador Central da Microrrede (do inglês MGCC, *Microgrid Central Controller*).

A estrutura de controle proposta no Capítulo 03 deste trabalho é composta por malhas primárias de controle de tensão e frequência nos geradores síncronos do sistema e de um controle secundário centralizado de tensão e frequência.

Figura 2.3 Estrutura Típica de Controle de uma Microrrede.



Fonte: Adaptado de Konstantinos *et al.* (2019).

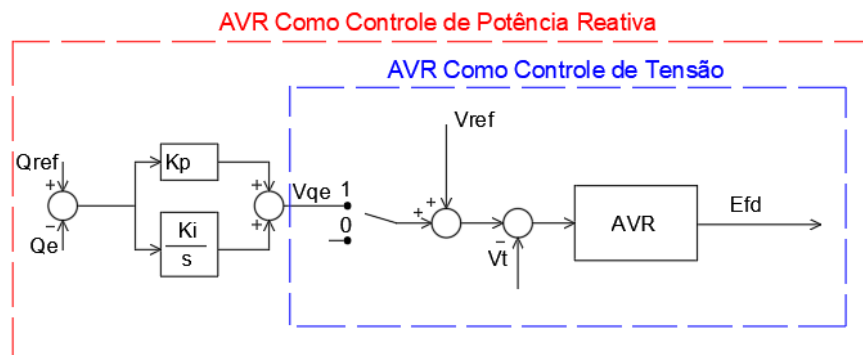
2.4 CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE TENSÃO

Tradicionalmente, a estrutura de controle de tensão é composta por malhas primárias e secundárias funcionando de forma coordenada e hierárquica. O controle primário é composto pelo Regulador Automático de Tensão (AVR, do inglês *Automatic Voltage Regulator*), sendo este tipo de controlador também empregado em geradores síncronos de grande porte que compõem os grandes sistemas convencionais. Este tipo de controle opera de forma local, ou seja, opera localmente no controle das unidades geradoras. No contexto dos sistemas de distribuição, o AVR pode ser utilizado para realizar o controle da sua tensão terminal ou de realizar o controle de fator de potência ou potência reativa das unidades geradoras (KUIAVA, 2010; PIARDI *et al.*, 2020).

Dentro desse contexto, há a configuração do AVR como Controle de Tensão, sendo que o objetivo é regular a tensão terminal do gerador e o AVR como Controle de Potência Reativa, que tem como objetivo regular a potência reativa do gerador fornecida para a microrrede. Dentre os modelos de AVR como controle de tensão, tem-se modelo ST2A que é utilizado em trabalhos relacionados a Geração Distribuída e Microrredes conforme apresentado em Kuiava (2010) e Gurski (2020). No caso do AVR como controle de potência reativa, tem-se os modelos apresentados em IEEE (2016) e Piardi *et al.* (2020) e essencialmente utiliza as malhas de controle do AVR como controle de tensão adicionando mais uma malha de controle que é adicionado ao sinal de referência da tensão terminal V_{ref} e possui outro sinal de referência de potência reativa Q_{ref} . Ambos os tipos de AVR são apresentados na Figura 2.4.

Como forma de representação, a Figura 2.4 ilustra as opções de chaveamento 0 e 1. Na posição 1, a variável V_{qe} é o sinal de entrada resultante da ação dos controles proporcional e integral da malha de potência reativa, com constantes K_p e K_i . A entrada desta malha de controle reativo é o sinal que compreende o desvio de potência reativa de saída do gerador ao sistema Q_e em relação ao seu valor de Q_{ref} . Neste caso considera-se que Q_e é um valor positivo quando o gerador opera no modo sobrecitado e possui valor negativo para operação no modo subexcitado (IEEE, 2016).

Figura 2.4: Modelo de AVR operando como controle de tensão ou como controle de potência reativa.



Fonte: Adaptado de Piardi *et al.* (2020).

Caso o AVR do gerador não esteja com a malha de controle reativo habilitada, é equivalente ao chaveamento estar na posição 0. Dessa forma, o controle primário de tensão do gerador operará como controle de tensão fazendo com que a referência do AVR seja apenas o sinal V_{ref} . A tensão V_T é o valor da tensão terminal do gerador e E_{fd} é tensão de excitação do

gerador. A apresentação do modelo dinâmico do AVR considerado é apresentada no Anexo A deste trabalho.

O objetivo principal dos AVR's é oferecer uma rápida resposta frente a ocorrência de distúrbios nas tensões do sistema. Este tipo de controle é naturalmente local e envolve apenas as barras que estão conectadas aos geradores que possuem este tipo de controle. A consequência disso é que as tensões cujas barras não estão conectadas a nenhum gerador com AVR possam alcançar valores que estão fora das faixas toleráveis de operação, além de realizar a distribuição das reservas reativas de forma inadequada após a ocorrência de distúrbios. Tal situação pode ser corrigida a partir de ajustes nos sinais de referência V_{ref} dos geradores. (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Com base na realização destes ajustes, constitui-se a estratégia de Controle Secundário de Tensão, e que tem como objetivo adequar os níveis de tensão de barras que não estejam conectadas a algum gerador com AVR, além de melhorar a repartição de potências e reservas reativas do sistema. Dentre outras formas, estes ajustes podem ocorrer a partir de pequenos incrementos nos sinais de referência ao longo do tempo (CUTSEM; VOURNAS, 1998). É importante ressaltar que as tensões das barras conectadas aos geradores assim como as barras próximas podem apresentar maior variação em relação às demais barras da rede após uma variação de V_{ref} . Isto pode fazer com que estas barras violem os limites máximos e mínimos de operação com maior facilidade. Por isto, a escolha adequada dos valores dos incrementos de V_{ref} assim como a seleção dos geradores que deverão atuar no controle secundário de tensão é fundamental para que estas situações de violação devido á variação de V_{ref} sejam evitadas o máximo possível.

Além disso, deve-se destacar a necessidade de coordenação entre o controle primário e secundário de tensão. Tal coordenação é necessária, pois evita a ação simultânea dessas duas malhas, evitando ações desnecessárias do controle secundário e evitando possíveis eventos de instabilidade, que podem ocorrer com a ação concomitante desses controles. Para isto, a escala de tempo para a resposta do controle secundário pode chegar até a alguns minutos, enquanto que na ação primária, o tempo é de alguns poucos segundos, não havendo assim interações entre estas diferentes hierarquias de controle

Como parte importante de uma estratégia de controle secundário de tensão, deve-se dividir a rede transmissão ou distribuição em diferentes **Zonas**. Uma Zona pode ser considerada como um conjunto de barras que variam suas tensões de forma semelhante e coerente, para uma dada perturbação, e são pouco afetadas pelos controles de tensão de outras zonas. A divisão em diferentes zonas, serve como critério para que os diferentes geradores participantes do sistema sejam atribuídos para realizarem ações de controle apenas nas regiões e barras das quais os mesmos exerçam maior influência ou que possuam maior sensibilidade.

Essa divisão traz vantagens como a atuação apenas dos geradores que realmente tenham maior capacidade de alterar os níveis de tensão das barras de determinada zona, além de evitar que geradores mais distantes forneçam energia reativa ao sistema trazendo pouca influência à barra ou ao conjunto de barras com valores críticos, fazendo com que as reservas reativas dessas máquinas estejam sendo utilizadas de forma desnecessária.

Dentro deste contexto, deve-se selecionar uma barra que possa servir de referência para ação de controle dos sinais V_{ref} dos geradores, tal barra é denominada como **Barra Piloto**. Ainda segundo Cutsem e Vournas (1998), para cada zona definida, deve-se selecionar uma Barra Piloto para que seja a referência de atuação dos sinais V_{ref} dos geradores que estejam localizados nestas zonas. Todos os geradores que fazem parte do Controle Secundário de Tensão, serão denominados como geradores participantes.

O capítulo 3 deste trabalho apresenta de forma detalhada as etapas e metodologias aplicadas para a estratégia de controle secundário de tensão, como a determinação das zonas, atribuição dos geradores participantes e escolha das Barras Piloto.

2.5 CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA

As malhas de Controle Primário e Secundário de frequência são fundamentais para garantir o controle de potência ativa e a regulação de frequência do sistema. A malha de controle primário deve reestabelecer o equilíbrio entre carga e geração ativa do sistema. Após a ocorrência de um distúrbio que altere o balanço de potência ativa da rede (como por exemplo, um aumento ou retirada de carga), ocorrem variações na velocidade angular dos geradores síncronos do sistema e também da frequência do sistema. O equipamento que deve restaurar este equilíbrio é o Regulador de Velocidade e atua de forma local, a partir da medição de sua

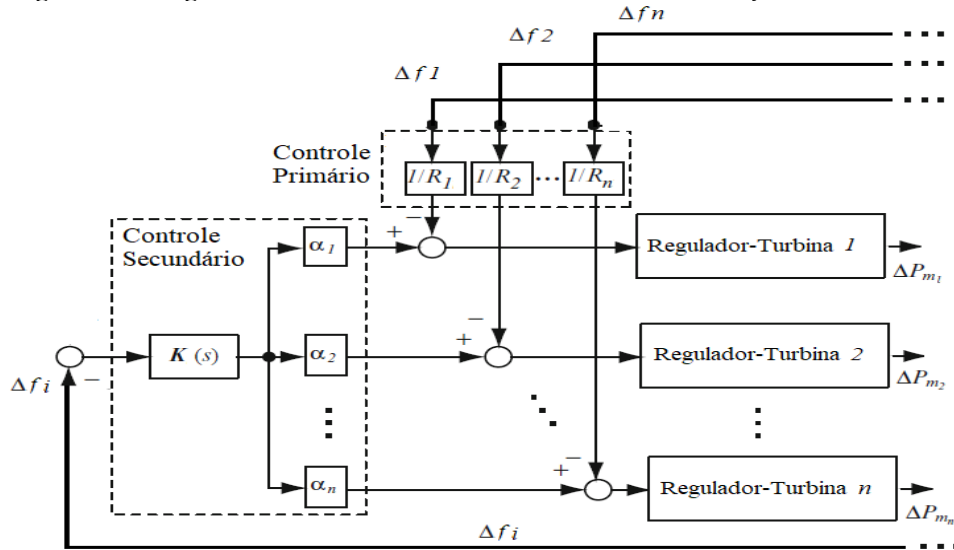
velocidade angular, no torque e na potência mecânica das turbinas acopladas nas máquinas que participam desse tipo de controle (BEVRANI, 2014). Para um sistema convencional ou uma microrrede que opere com diversas máquinas operando em paralelo, deve-se utilizar o regulador com queda de velocidade (*droop*, do inglês). Além de se possibilitar a estabilização da frequência do sistema, realiza também a repartição de carga ativa durante o período transitório.

O conjunto de reguladores de velocidade e turbinas apresentam diferentes particularidades e modelagens matemáticas de acordo com a fonte primária e as características físicas destas fontes. No presente trabalho, considera-se que as unidades geradoras sejam térmicas e sem estágio de reaquecimento. O modelo utilizado neste trabalho é representado no Anexo B. A modelagem detalhada de diversos tipos de turbina e reguladores pode ser encontrada em Filho (1984) e Kundur (1994).

Devido a característica do regulador de velocidade do tipo *droop*, que não garante que a frequência retorne ao valor nominal, ou seja, apresenta erro em regime permanente, deve-se realizar uma ação complementar de controle a ser tomada com o propósito de se restaurar a frequência do sistema em seu valor nominal. Esta ação complementar é realizada pela malha de controle secundário, normalmente de forma centralizada. Além disso, o controle secundário pode realizar a repartição de carga ativa no regime permanente entre os geradores que operam em paralelo. O conjunto entre o controle primário e secundário de frequência compõe o sistema de Controle Automático de Geração (CAG). A descrição dos sistemas de controle primário e secundário de frequência acima pode ser aplicada também no contexto de microrredes conforme é apresentado em Bevrani (2014) e (2017). A Figura 2.5 ilustra a estrutura de controle de microrrede ilhada a ser utilizada.

Em um sistema com n geradores síncronos operando em paralelo, as malhas de controle primário são caracterizadas pelas constantes de regulação/estatismo representadas por R . A malha de controle primário é realimentada pela velocidade angular ou pela frequência medida em cada gerador síncrono assim como seus desvios $\Delta f_1, \Delta f_2, \dots, \Delta f_n$. A ação dos reguladores de velocidade proporciona um incremento de potência mecânica ΔP_m em todas as turbinas do sistema a fim de se reestabelecer o equilíbrio entre carga e geração.

Figura 2.5: Diagrama de blocos do Controle Automático de Geração da Microrrede.



Fonte: Adaptado de Bevrani (2014).

Por se tratar de uma estrutura centralizada, o bloco de controle secundário $K(s)$, sendo s , o Operador de Laplace, é único e deve ser particionado entre as unidades geradoras a partir dos fatores de participação $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$, determinando assim a repartição de carga ativa entre todos os geradores que participam do controle secundário de frequência. Conforme Kundur (1994) a função $K(s)$ pode ser empregada como um controle do tipo integrador, conforme equação (2.1):

$$K(s) = \frac{K}{s}, \quad (2.1)$$

sendo K uma constante do bloco integrador do controle secundário de frequência.

Com base nos modelos e estruturas de controle primário e secundário, tanto de tensão quanto de frequência apresentadas anteriormente, deve-se levar em consideração algumas possíveis combinações entre desses tipos de controle, dentro do contexto de operação em paralelo de geradores síncronos em microrredes. Os geradores síncronos podem operar com as seguintes configurações com base em Piardi *et al.* (2020): Controle Primário e Secundário de Frequência e Controle Primário de Tensão com AVR operando como controle de tensão, denominado como **Modo VF**; Controle Primário de Frequência e Controle Primário de Tensão operando com AVR no modo de controle de potência reativa, denominado como **Modo PQ**.

No modo VF, os geradores devem ter a capacidade de regular a tensão a partir da referência de sua tensão terminal com sinal V_{ref} e de regular a frequência no valor nominal de

60 Hz, com os controles primário e secundário de frequência. No modo PQ, o objetivo do gerador é manter o fornecimento constante de potências ativas e reativas com base nos seus sinais de referência P_{ref} e Q_{ref} . Em ambos os modos de operação, é possível que o gerador seja participante do Controle Secundário de Tensão, conforme será apresentado no Capítulo 3 deste trabalho.

2.6 ENQUADRAMENTO NO ESTADO DA ARTE

O emprego de estratégias de controle secundário de tensão possui grande importância para os sistemas elétricos de potência, sejam os grandes sistemas convencionais, sejam as microrredes, operando tanto no modo ilhado, quanto no modo conectado na rede. Nos últimos anos, trabalhos interessantes que abordam o controle secundário de tensão através de análise de sensibilidades e atualização dos parâmetros de controle através das referências de tensão e de frequência, vem sendo apresentados.

O trabalho apresentado em Maharjan *et al.* (2017) apresenta uma estratégia de controle secundário de tensão que divide o sistema no que os autores denominam como Áreas de Controle de Tensão (conceito semelhante ao de zona apresentado anteriormente neste trabalho) usando análise de sensibilidade a partir do cálculo de matriz jacobiana para as potências reativas geradas em relação a variáveis como tensão, carga reativa, entre outras.

Os estudos apresentados em Nascimento *et al.* (2020) propõem um algoritmo de fluxo de potência modificado que incorpora as equações do regulador de velocidade (frequência) e de tensão de forma linearizada (equações de *droop*). Tal algoritmo faz parte de uma metodologia que também realiza análises de sensibilidades através do cálculo de matriz jacobiana modificada.

No trabalho de Ouyang *et al.* (2018), a análise de sensibilidade entre as variáveis de controle e os estados do sistema é utilizada dentro de uma metodologia de atualização dos parâmetros de controle de uma microrrede ilhada. Investiga-se também o acoplamento entre as variáveis de frequência e tensão com a potência ativa e reativa, que podem apresentar resultados diferentes daqueles que são conhecidos para os grandes sistemas convencionais, podendo assim influenciar também na parametrização dos controles secundários de tensão e de frequência.

A influência do acoplamento das variáveis de tensão, frequência, potência ativa e reativa também é descrita no trabalho de Shrivastava e Subudhi (2021), apresentando algumas técnicas de controle do tipo *droop* cujas equações consideram redes altamente resistivas e consideram também a técnica de impedância virtual em GD's conectadas via inversor, que são capazes de emular o efeito de um determinado valor de impedância na sua conexão com a rede de tal forma a alterar esses acoplamentos, melhorando assim o desempenho das estratégias de repartição de carga na microrrede.

Em Dehghan *et al.* (2018), Bidram *et al.* (2013) e Guo *et al.* (2017) , propõe-se estratégias de controle secundário de tensão e de frequência de forma distribuída. Os autores ressaltam a importância deste tipo de estrutura de controle que simplifica a dependência de sistemas de comunicação de grande extensão e podem se tornar mais confiáveis pois evita que todo o sistema deixe de operar devido a problemas nos controladores centrais e seus sistemas de comunicação e/ou aquisição de dados.

No trabalho apresentado em Vandoorn *et al.* (2012), a estratégia de controle secundário de tensão adotada é utilizada em conjunto com o controle primário de tensão do tipo *droop*. Neste a caso barra piloto selecionada se localizou no ponto de acoplamento comum da microrrede com a rede principal.

A investigação de diferentes técnicas de controle para a determinação dos seus parâmetros é de grande importância para o contexto das microrredes, pois as escolhas inadequadas destes valores podem resultar em más sintonias, que podem levar desde de um desempenho não satisfatório até situações de instabilidade. Em Xu *et al.* (2019), aplica-se uma técnica de controle ótimo com horizonte de tempo finito tendo o compromisso entre a regulação de tensão e a repartição de potência reativa, assim como entre a regulação de frequência e a repartição de potência ativa.

No trabalho de Simpson-Porco *et al.* (2015) a metodologia também propõe a possibilidade de se realizar a sintonia dos controladores levando-se em consideração o compromisso entre a regulação de tensão e a repartição de potência reativa. No trabalho de Ge *et al.* (2021), a metodologia envolve técnicas para filtragem e controle, como o filtro de Kalman e a técnica de controle não-linear do tipo *fast terminal sliding mode* (FTSM).

Os estudos de Babayomi *et al.* (2020), propõem uma estrutura de controle secundário de tensão e de frequência distribuída com técnica de Modelo de Controle Preditivo (MPC). Outro aspecto importante é a formulação dos sinais de realimentação de frequência e tensão para as malhas de controle secundário, que são formulados com base nas médias das frequências e tensões dos geradores e que são transmitidos através da estrutura de comunicação desse controle secundário distribuído.

No trabalho de Yang *et al.* (2016), a estratégia de controle secundário de tensão baseia-se na variação dos sinais de referência de tensão das GD's a partir de uma estratégia de controle ótimo baseada em função multiobjetivo, tendo compromisso com a regulação de tensão e a repartição de potência reativa na microrrede ilhada. O controle secundário de frequência é realizado com a definição de fatores de participação, sendo que os mesmos são calculados através dos valores de desvios máximos aceitáveis de frequência e de potência ativa das GD's do sistema.

Em Guerrero *et al.* (2011) e Vandoorn *et al.* (2013), propõe-se uma estrutura com controles de tensão e frequência em 3 níveis diferentes, compreendendo o controle primário, secundário e terciário. Quando a microrrede está operando no modo conectado na rede, as referências de tensão e de frequência do controle secundário são alimentadas por sinais de controle vindos do controle terciário e que tem como objetivo ajustar os fluxos de potência ativa e reativa entre a microrrede e a rede principal. Em caso de ilhamento, ocorre um processo de alteração destes sinais de referência, sendo que agora o objetivo deve ser a regulação de tensão e de frequência da microrrede ilhada.

Em relação à disponibilidade e o gerenciamento de reservas de potência ativa e reativa, alguns trabalhos apresentam soluções e estratégias específicas que são fundamentais para a operação de microrredes ilhadas. No trabalho apresentado em Alobeidli *et al.* (2013) propõe-se uma estratégia de controle capaz de minimizar o fornecimento de reativos para a microrrede em regime permanente, a fim de se maximizar as reservas para eventuais perturbações e distúrbios no sistema. No trabalho de Cagnano *et al.* (2018) o gerenciamento das reservas ativas de uma microrrede ilhada é realizada através da solução de problema de otimização dinâmica, com a capacidade de maximizar a reserva ativa das GD's responsáveis pela regulação de potência ativa da microrrede.

Observando o enquadramento apresentado acima, a metodologia proposta neste trabalho é focada na análise de microrredes ilhadas e com uma estrutura centralizada de controle e que funciona de forma hierárquica considerando os controles primários e secundários de tensão e de frequência. A divisão das zonas é realizada conforme critério de análise de sensibilidade assim como no trabalho de escolha da barra piloto do sistema tem como critério as barras que apresentarem os níveis mais precários de tensão. A metodologia também leva em consideração a disponibilidade das reservas de geração ativa e reativa para a regulação de tensão e de frequência da rede. Os geradores participantes da estrutura de controle secundário serão síncronos e térmicos, equipados com reguladores de tensão e de velocidade.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se primeiramente conceitos básicos relacionados às microrredes, seus modos de operação, que são os modos conectado na rede e ilhado e os objetivos de cada um destes modos de operação. Após isto apresentou-se diferentes topologias e configurações de ilhamento de acordo com a norma IEEE 1547.4.

Além disso, apresentou-se a classificação dos tipos de estabilidade para o contexto das microrredes, apontando diferenças na classificação em relação aos grandes sistemas de potência convencionais. Estes problemas de estabilidade podem ser divididos em dois grandes grupos principais, a Estabilidade do Sistema de Controle e a Estabilidade do Balanço e Fornecimento de Energia. Este último grupo contempla a Estabilidade de Tensão e de Frequência, que são os focos de estudo deste trabalho.

Após isto, são apresentadas estruturas típicas de controle de microrredes, quanto a topologia dos sistemas de comunicação, com as estruturas centralizada, descentralizada e distribuída. Além disso, foram descritas brevemente as estruturas das malhas de controle primárias e secundárias de tensão e de frequência e seus respectivos objetivos e aplicações.

Por fim, tendo em vista o enquadramento do estado da arte apresentado, é possível identificar diferentes técnicas e estratégias importantes para a realização do controle secundário de tensão. Dentre os principais aspectos abordados estão: a utilização de técnicas de análise de sensibilidade para a divisão do sistema em diferentes zonas de atuação para os geradores, definição de barras de referência ou barras piloto para a atuação do controle secundário de

tensão, atualização dos parâmetros e sinais de controle ao longo do tempo, além de estratégias para a repartição de geração reativa entre os geradores participantes desse controle.

Como diferencial, o presente trabalho contempla a aplicação de diferentes técnicas e estratégias apresentadas em uma metodologia sequencial, contemplando etapas de análise e classificação das sensibilidades, definição de zonas de controle e ajuste dos parâmetros de controle dos geradores participantes ao longo do tempo. O presente trabalho também apresenta outros diferenciais específicos como a possibilidade de que uma ou um grupo de barras pertença a mais que uma zona de controle, a possibilidade de se atualizar a barra piloto do sistema de acordo com os níveis de tensão atuais de cada barra do sistema, além do cálculo das reservas reativas secundárias de cada gerador. Este cálculo das reservas ocorre com base na previsão de demanda de potência reativa para a atuação no controle secundário de tensão. Cada uma das etapas e a metodologia proposta é detalhada a seguir no Capítulo 3 deste trabalho.

3 ESTRUTURA DE CONTROLE PROPOSTA

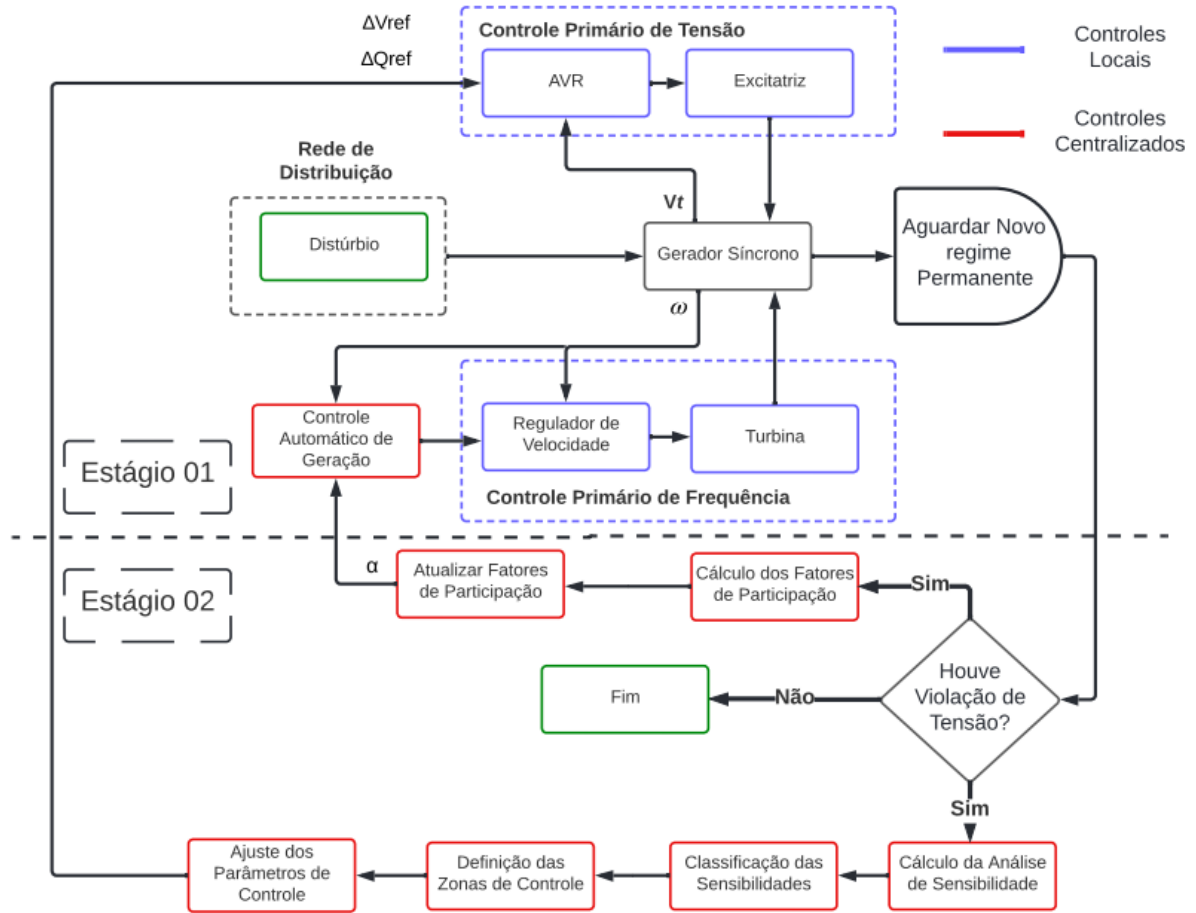
Este capítulo propõe uma estrutura de controle centralizado e secundário que tem como objetivo realizar o controle de frequência, tensão e a repartição de carga em uma microrrede com N_T geradores síncronos, que serão denominados simplesmente como Unidades Geradoras (UG's). Assume-se que a microrrede já esteja operando de forma ilhada e que todas as UG's que operem no modo de controle VF (AVR como controle de tensão) participem do controle centralizado. As UG's que operam no modo PQ (AVR como controle de potência reativa) podem participar deste controle centralizado ou não, a critério de operação dessa microrrede ilhada, que pode verificar a necessidade ou não de incluir estas máquinas no controle secundário de tensão. Os geradores que participam dos controles centralizados de tensão e/ou de frequência são denominados como geradores participantes.

Como forma de responder a ocorrência de distúrbios na microrrede, o controle coordenado atua através de 2 estágios sequenciais conforme apresentados na Figura 3.1, sendo que os controles secundários centralizados de tensão e de frequência são denominados respectivamente como Controle Secundário de Tensão (CST) e Controle Secundário de frequência (CSF). A sequência de operação das malhas de controle de tensão e frequência em estágios é resumida nos seguintes itens:

- Estágio 1: Controle Primário e Secundário de frequência com repartição de carga ativa, e também com Controle Primário de Tensão;
- Estágio 2: Controle Secundário de Tensão e atualização dos parâmetros de repartição de carga ativa para o CSF e CST.

O controle primário e secundário de frequência no Estágio 1 operam de forma simultânea para estabilizar a frequência e restaurá-la em seu valor nominal. No nível primário e local, o regulador de velocidade atua de forma usual, de acordo com os reguladores de velocidade convencionais.

Figura 3.1: Fluxograma da estrutura de controle proposta.



Fonte: Elaboração Própria.

No nível secundário e centralizado, a estrutura de Controle Automático de Geração (CAG) é parametrizada com uma atualização dos parâmetros de repartição de carga ativa, isto é, dos fatores de participação α_j , para cada j -ésimo gerador participante que opere no modo de controle VF, de tal forma que o cálculo destes fatores seja de acordo com as equações (3.1) e (3.2):

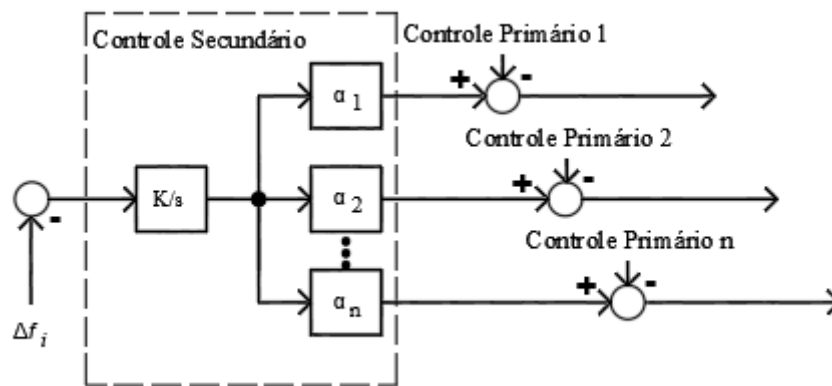
$$\alpha_j = \frac{RPA_j}{RPA_{total}}, \quad (3.1)$$

$$\sum_{j=1}^{N_{VF}} \alpha_j = 1, \quad (3.2)$$

sendo RPA_{total} a soma das reservas de potência ativa de todos as UG's participantes e RPA_j a reserva de potência ativa do j -ésimo gerador, isto é, a potência mecânica disponível nesta máquina, que pode ser calculada pela diferença entre a máxima potência mecânica que pode ser

injetada e a potência mecânica medida. É importante ressaltar que um j -ésimo gerador que não possua reserva de potência ativa, não poderá participar do controle secundário de frequência, obtendo-se $\alpha_j = 0$. Essa forma de se atribuir os fatores de participação proporciona maior confiabilidade ao atendimento de demandas futuras de potência ativa, pois sua metodologia de cálculo leva em consideração cada reserva ativa dos geradores participantes. A Figura 3.2 apresenta um esquemático da estrutura de distribuição dos fatores de participação, tendo como base a estrutura apresentada no Capítulo 02.

Figura 3.2: Estrutura de controle secundário com os fatores de participação.



Fonte: Adaptado de Bevrani (2009).

Conforme foi apresentado na Capítulo 2, cada realimentação do controle primário possui um valor de estatismo R . Neste trabalho considera-se os valores de estatismo iguais para todos os geradores, com o intuito de equalizar a contribuição dessas máquinas nos primeiros instantes após um distúrbio ou perturbação. Como sinal de realimentação do controle secundário, utiliza-se a variação de frequência da máquina de maior inércia do sistema (Δf_i), já que se espera que essa máquina apresente o sinal de frequência com menor oscilação.

Para o caso do Controle de Tensão, a malha primária de tensão é executada pelos AVR's no Estágio 1, que respondem rapidamente a distúrbios nas tensões estabilizando todas as tensões de todas as barras da microrrede. Após a estabilização, o Estágio 2 se inicia com o controle secundário de tensão. A atuação do Estágio 2 é de grande importância pois a atuação do AVR no Estágio 1 não garante a permanência das tensões eficazes na sua faixa normal operativa. Assim, deve-se verificar, em regime permanente, se alguma tensão de barra não controlada (barra não conectada a geradores com controle de tensão) extrapolará tal faixa nominal, devendo-se identificar a barra com maior violação, neste caso a barra piloto. Estas

etapas são realizadas pelo Estágio 2 através da metodologia de CST que é apresentada na seção 3.1 a seguir.

3.1 CONTROLE SECUNDÁRIO CENTRALIZADO DE TENSÃO

O Controle Secundário Centralizado de Tensão tem como objetivo principal realizar a regulação de tensão nas barras não-controladas, ou seja, nas barras que não dispõe de controle de tensão por AVR ou outras formas de controle. Para manter estas tensões dentro da faixa normal operativa, conforme critérios de qualidade de energia e fornecimento, o CST realiza ajustes nos sinais de referência V_{ref} ou Q_{ref} de cada UG da microrrede que participa desse sistema de controle secundário de tensão. Tais ajustes devem elevar ou reduzir o nível de tensão das barras periodicamente até que se alcance um novo regime permanente em que todas as tensões de todas as barras da microrrede estejam dentro de uma faixa considerada adequada para a operação. Além deste objetivo principal, o CST pode realizar a repartição da potência reativa gerada entre as UG's, de forma proporcional à reserva reativa de cada gerador.

Com o intuito de cumprir esses objetivos, inicialmente, a metodologia proposta divide a Microrrede em Zonas. Diferentemente do conceito geral de zonas de controle apresentado em Cutsem e Vournas (1998), em que vários geradores podem compor uma mesma zona, neste trabalho cada Zona é composta por apenas um gerador distribuído e pelas barras cujas tensões são mais sensíveis à variação paramétrica (ΔV_{ref} ou ΔQ_{ref}) do AVR daquele gerador. Dessa forma, despreza-se quaisquer variações paramétricas dos AVRs dos demais geradores. Por esse motivo, cada zona é denominada como **Zona de Controle de Tensão do Gerador (ZCTG)**.

O processo de identificação das zonas de controle é efetuado a cada 30 segundos (desde que a rede esteja operando em regime permanente) através de um programa de Fluxo de Potência on-line e análise de sensibilidade. Este processo de verificação de regime permanente e, se for o caso, de identificação das zonas ocorre de forma periódica, independente do instante de tempo de ocorrência da perturbação. Esse período foi selecionado de tal forma que haja tempo para que as ações primárias possam estabilizar as tensões no estágio 1. Por outro lado, o tempo para que as tensões com valores críticos sejam restauradas para a faixa normal operativa deve ser reduzido ao máximo, melhorando as condições de qualidade de energia da microrrede.

Neste contexto, o sistema supervisorio envia todas as informações aferidas da rede de distribuição para o computador central da microrrede, que atualiza a base de dados do programa. A escolha de período baseia-se nas considerações de Cutzem e Vournas (1998) e Taranto *et al.* (1999) que apontam uma escala de tempo que varia de algumas dezenas de segundos a alguns minutos.

A determinação do estado de regime permanente antes de qualquer processo de identificação de zonas de controle é de grande importância, pois uma possível atuação do CST em uma microrrede que ainda esteja no período transitório, com oscilações e com a ação do controle primário de tensão, possui maior possibilidade de causar fenômenos de instabilidade, além de comprometer a coordenação com a malha de controle primário. Com isto, deve-se verificar a condição de regime permanente da rede, como condição necessária para o início do processo de cálculo dos parâmetros do CST. Para este trabalho, considera-se a necessidade de um estado de regime permanente para as variáveis de tensão em todas as barras de distribuição e de frequência das unidades geradoras.

A determinação dessa condição pode se basear em conceitos básicos da teoria de controle, para avaliar a performance de um sistema de controle, como o tempo de acomodação. Conforme é apresentado em Willians e Lawrence (2007) e Skogestad e Postlethwaite (2001), o tempo de acomodação pode ser entendido como o tempo necessário para que a resposta de uma variável de controle alcance e permaneça em uma determinada faixa de variação (usualmente ± 2 ou $\pm 5\%$) em torno do seu valor final. Para o caso das frequências, adota-se a faixa de $\pm 0,01$ Hz (o que corresponde aproximadamente $\pm 0,017\%$ de variação), considerando-se que esta é a faixa tolerável de operação em regime permanente conforme requisitos de qualidade no fornecimento de energia conforme Aneel (2021) .

Para o caso das tensões, a análise se torna mais complexa pois as variáveis tenderão a se estabilizar em diferentes faixas de valores após as ações de controle primário de acordo com a localização da perturbação, das barras do sistema e se há ou não gerador com AVR conectado nestas barras. Com isto o critério do tempo de acomodação para o alcance do regime permanente será adaptado para a seguinte regra: tomando como o valor final de cada variável, o valor medido no instante de aquisição (neste caso a cada 30s), os valores de cada variável, ao se aproximarem destes instantes, não devem ultrapassar uma faixa superior ou inferior a 2% do

seu valor final, a partir de um determinado tempo de aguardo t_{ag} anterior ao instante de aquisição. Com isto, valor máximo do tempo de acomodação t_s de cada tensão deve ser no máximo t_{ag} segundos menor que o tempo de aquisição t_a , conforme pode ser descrito em (3.3):

$$t_s \leq t_a - t_{ag}. \quad (3.3)$$

Recomenda-se para este trabalho, um tempo t_{ag} não inferior a 5 segundos. A escolha desta diferença de 5s evita que se alcancem os valores da faixa de 2% em instantes muito próximos a t_a , tendo uma chance maior de não caracterizar o regime permanente para as tensões. Caso ainda não tenha sido alcançado um estado de regime permanente em t_a , as ações do CST não são realizadas, aguardando um novo período de aquisição. Caso o regime permanente seja alcançado, deve-se prosseguir com as demais etapas, que são a análise de sensibilidade, classificação, definição das zonas de controle e ajuste dos parâmetros de controle

O cálculo das sensibilidades é realizado conforme o seguinte procedimento. Primeiramente considera-se que todos os geradores participantes com controle VF sejam classificados como barras do tipo PV, sendo um destes a barra slack. Caso haja geradores participantes com controle de reativo, as respectivas barras irão refletir tal condição e serão consideradas como PQ.

Após isto, ocorre a execução da Análise de Fluxo de Potência para cada j -ésimo gerador, variando apenas a tensão terminal V_t da barra conectada a esse gerador, caso seja do tipo VF e, apenas variando a potência reativa gerada Q_{ger} , caso seja do tipo PQ.

Ressalta-se que a variação da tensão terminal ΔV_t ocorre devido ao ajuste, em regime permanente, da tensão de referência V_{ref} do AVR de cada máquina, e que a variação da potência reativa ΔQ_{ger} dos geradores PQ é consequência de um ajuste Q_{ref} . Tais ajustes são realizados através de pequenos incrementos ΔV_{ref} e ΔQ_{ref} . Em resumo, pode-se considerar que $\Delta V_t \cong \Delta V_{ref}$ e que $\Delta Q_{ger} \cong \Delta Q_{ref}$. Com isto, é possível que se obtenham as expressões conforme (3.4) e (3.5):

$$V_t = V_t^0 + \Delta V_t \cong V_{ref}^0 + \Delta V_{ref}, \quad (3.4)$$

$$Q_{ger} = Q_{ger}^0 + \Delta Q_{ger} \cong Q_{ref}^0 + \Delta Q_{ref}, \quad (3.5)$$

onde V_t^0 é a tensão terminal do j -ésimo gerador com controle VF e V_{ref}^0 é a tensão de referência do mesmo gerador, ambas medidas em regime permanente. Da mesma forma, Q_{ger}^0 é a potência reativa gerada do j -ésimo gerador com controle PQ e Q_{ref}^0 é a potência reativa de referência do mesmo gerador, ambas também medidas em regime permanente. Como a geração de potência reativa e as respostas estática e dinâmica da rede elétrica são muito sensíveis às variações de ΔV_{ref} e ΔQ_{ref} , sugere-se a utilização de valores de incrementos (step) pequenos conforme faixas dadas por (3.6) e (3.7):

$$0,005 \text{ p.u.} \leq \Delta V_{ref} \leq 0,01 \text{ p.u.}, \quad (3.6)$$

$$0,004 \text{ p.u.} \leq \Delta Q_{ref} \leq 0,01 \text{ p.u.} \quad (3.7)$$

A partir do resultado do fluxo de potência, a sensibilidade S_k de cada k -ésima barra em relação ao j -ésimo gerador é dada de acordo com (3.8):

$$S_k = \frac{\Delta V_k}{\Delta V_{ref}} = \frac{V_k - V_k^0}{\Delta V_{ref}}. \quad (3.8)$$

Para o caso dos geradores PQ, o cálculo da sensibilidade é dado por (3.9):

$$S_k = \frac{\Delta V_k}{\Delta Q_{ref}} = \frac{V_k - V_k^0}{\Delta Q_{ref}}. \quad (3.9)$$

Em que V_k é a tensão da k -ésima barra obtida através da solução do fluxo de potência, e V_k^0 é a tensão medida da k -ésima barra.

Com o propósito de haver uma comparação coerente entre as sensibilidades calculadas para cada gerador, realiza-se uma etapa de normalização dos valores obtidos por (3.8) e (3.9), esta normalização ocorre para todas as S_k sensibilidades referentes a cada j -ésimo gerador, com base na sensibilidade máxima para cada j -ésima máquina. Este valor pode ser calculado conforme (3.10):

$$\bar{S}_k = \frac{S_k}{S_{max}}, \quad (3.10)$$

sendo \overline{S}_k a sensibilidade normalizada e S_{max} a sensibilidade máxima calculada para cada j -ésimo gerador participante.

A análise de sensibilidade efetuada desta forma proporciona uma **análise quantitativa** muito mais precisa se comparada à outras formas de análise e, além disso, outro resultado importante é o próprio cálculo do valor da potência reativa gerada, pois com esse valor pode-se verificar facilmente se a geração reativa Q_{ger} desse cenário extrapolará, ou não, a capacidade máxima e mínima de geração. Em caso de violação, que será quando $Q_{ger} < Q_{ger}^{min}$ ou $Q_{ger} > Q_{ger}^{max}$, o gerador não poderá contribuir com o controle secundário de tensão. Dessa forma, é necessário que a condição expressa na equação (3.11) seja satisfeita:

$$Q_{ger}^{min} \leq Q_{ger} \leq Q_{ger}^{max}. \quad (3.11)$$

Após calcular as sensibilidades \overline{S}_k e mapear os geradores participantes, as sensibilidades são classificadas conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Faixas para a classificação das sensibilidades.

Limiar Máximo	Sensibilidade	Limiar Mínimo	Classificação da sensibilidade
1,0	$\geq S_k \geq$	0,7	Alta
0,7	$> S_k \geq$	0,3	Média
0,3	$> S_k \geq$	0,0	Baixa

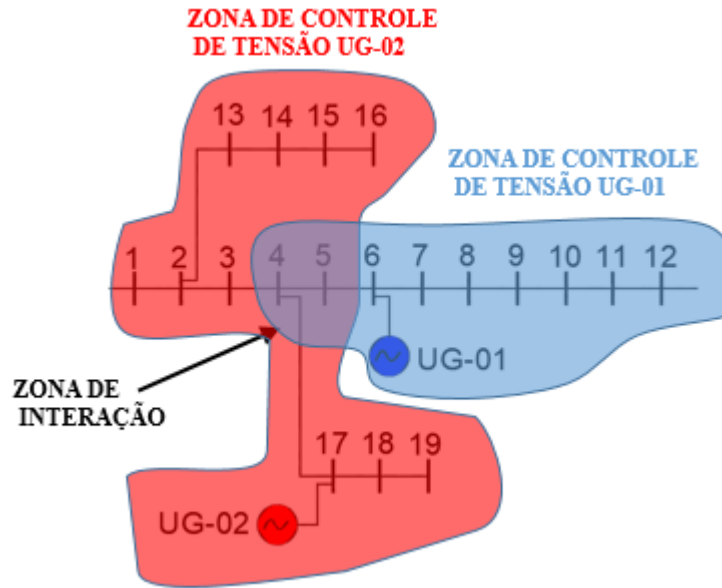
Fonte: Elaboração Própria.

Como as sensibilidades passaram por um processo de normalização em relação a valores máximos, o intervalo de possíveis valores é de 0 até 1. Com esta classificação é possível identificar quais barras pertencem a uma determinada Zona de controle de tensão da seguinte forma: as barras com sensibilidade Alta ou Média pertencerão a zona de controle do j -ésimo gerador participante, enquanto as demais barras com Baixa Sensibilidade não pertencerão a essa zona.

É importante ressaltar que uma barra pode pertencer a mais que uma Zona de Controle de tensão, assim como não pertencer a nenhuma zona de controle. A ideia principal desta análise é a de mapear a influência de cada UG, de forma independente, para então identificar possíveis interações entre as zonas de controle baseado no princípio de superposição de efeitos. A Figura 3.3 apresenta um exemplo de uma microrrede dividida em duas Zonas de controle. Observa-se que as barras 4 e 5 pertencem a ambas as zonas, assim formando uma Zona de Interação.

A regulação secundária de tensão nas barras dessa zona de interação pode ser realizada através do ajuste de ΔV_{ref} ou ΔQ_{ref} de apenas um dos geradores participantes, ou ambos, de forma coordenada, com o objetivo de: i) evitar sobretensões; ii) particionar/compartilhar potência reativa; iii) proporcionar gestão adequada das reservas de geração reativa.

Figura 3.3: Exemplo de Microrrede dividida em duas Zonas de Controle de Tensão.



Fonte: Elaboração Própria.

Após a definição online das zonas de controle de tensão e das zonas de interação, é necessário verificar a qual zona pertence a Barra Piloto. Neste trabalho, a Barra Piloto é definida como a barra que apresenta a maior violação (podendo ser superior ou inferior) em relação a faixa normal operativa de tensão em regime permanente.

Caso a Barra Piloto pertença apenas a uma j -ésima Zona de Controle, então o valor dos ajustes dos parâmetros de controle do gerador referente a esta j -ésima zona será conforme (3.12) e (3.13):

$$\Delta V_{ref} = \pm step_{pv}, \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_{ref} = \pm step_{pq}, \quad (3.13)$$

sendo que os valores de $step_{pv}$ e $step_{pq}$ são os mesmos valores dos incrementos em degrau de V_{ref} e Q_{ref} respectivamente, utilizado na solução do fluxo de potência online. A determinação do sinal destes incrementos dependerá do tipo da violação que está sendo causada

pela barra piloto. Se a violação for uma sobretensão, o sinal será negativo, pois uma variação negativa dos ajustes proporcionará uma redução nos níveis de tensão das barras do sistema. Ao contrário disso, se a violação for uma subtensão, o incremento deverá ser positivo, para que as barras do sistema tenham suas tensões em regime permanente aumentadas.

Em ambos os casos de violação, os geradores participantes precisam dispor de reserva reativa. Nos casos em que a barra piloto está com subtensão, os ajustes são positivos e verifica-se se o gerador é capaz de fornecer energia reativa a microrrede, ou seja, é realizado o cálculo da Reserva de Potência Reativa (RPR) disponível em relação ao seu limite máximo de operação Q_{ger}^{max} , que será denominada como RPR+.

No caso oposto, em que a barra piloto está com sobretensão, considera-se que os ajustes sejam negativos e calcula-se capacidade que as máquinas possuem de consumir energia reativa, portanto, deve-se levar em conta a reserva em relação ao limite mínimo de operação Q_{ger}^{min} , que será denominado como RPR-. Estas duas reservas são calculadas conforme (3.14) e (3.15):

$$RPR_+ = Q_{ger}^{max} - Q_{ger}, \quad (3.14)$$

$$RPR_- = Q_{ger}^{min} - Q_{ger}. \quad (3.15)$$

Para o caso de subtensão, se $RPR_+ > 0$ significa que o gerador possui reserva disponível, podendo executar o incremento positivo dos seus ajustes de controle, caso contrário, o gerador não possui capacidade de contribuir para esta ação de controle. Se $RPR_- < 0$ o gerador poderá executar o incremento negativo dos ajustes.

É importante ressaltar que os geradores que não estejam participando do controle secundário de tensão, também apresentam variações de potência reativa gerada, mesmo que não estejam realizando os incrementos dos ajustes de controle, e para estes, deve-se observar também os seus limites máximos e mínimos de operação potência reativa.

Por outro lado, se a Barra Piloto pertencer a uma zona de interação, então os ajustes dos parâmetros de controle dos geradores para tal zona de interação podem ser calculados proporcionalmente às suas (RPR), conforme equações (3.16) e (3.17):

$$\Delta V_{ref j} = \left(\frac{RPR_j}{RPR_{total}^{IZ}} \right) step_{pv}, \quad (3.16)$$

$$\sum \Delta V_{ref j} = \Delta V_{ref}, \quad (3.17)$$

sendo RPR_{total}^{IZ} a soma das reservas de todos os geradores que pertencem uma determinada zona de interação e RPR_j é a reserva reativa do j -ésimo gerador da zona de interação. Neste caso, deve-se verificar o sinal de $step_{pv}$, se é positivo no sentido de se aumentar o nível de V_{ref} , ou negativo, no sentido de se diminuí-lo. O mesmo procedimento de cálculo é aplicado para o incremento ΔQ_{ref} . Nesse sentido, o gerador com a maior reserva de potência contribuirá com uma maior parcela de energia reativa para o CST, tomando para si a maior parte da carga reativa solicitada. Proporcionando assim maior confiabilidade ao atendimento de demandas futuras de potência reativa.

3.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de controle de tensão e de frequência proposta para microrredes ilhadas, como o objetivo principal deste trabalho. Tal metodologia é estruturada em 2 estágios principais, tanto para o controle de tensão quanto para o controle de frequência. No Estágio 1, o objetivo é realizar a estabilização das tensões e o reestabelecimento da frequência ao valor nominal de operação da microrrede. No estágio 2, o objetivo é o de restaurar as tensões das barras da microrrede para a faixa normal operativa em regime permanente, além de se atualizar os fatores de participação dos geradores que compõe o controle secundário de frequência.

A atuação concomitante no estágio 1 dos controles primário e secundário de frequência tem como objetivo atenuar as altas variações de frequência no sistema após a ocorrência de perturbações. A atualização dos fatores de participação visa realizar a repartição da carga ativa do sistema de forma proporcional às reservas de cada gerador, assim atenuando a possibilidade de que os limites de geração ativa das máquinas sejam violados.

A realização do Controle Secundário de Tensão é realizada em 4 etapas principais que são: Análise de Sensibilidade, Classificação das Sensibilidades, Definição das Zonas de Controle e Ajuste dos Parâmetros de Controle. As primeira etapa permite analisar-se de forma quantitativa, via cálculo de fluxo de potência online, a sensibilidade de cada barra do sistema

em relação as variações paramétricas dos sinais do controle secundário de tensão. Com isto, é possível quantificar a influência que a atuação de cada gerador pode exercer sobre as tensões da microrrede.

A etapa de classificação permite agrupar e definir quais são as barras que possuem níveis de sensibilidade mais elevados ou menores em relação a influência de cada gerador. Isto é fundamental para a etapa de definição das zonas de controle de cada gerador, pois com o resultado da classificação é possível definir quais os grupos de barras que devem ou não estar sob a influência de cada gerador do sistema. Isto torna o gerenciamento das reservas de potência reativa mais eficiente entre os geradores, de forma que os geradores mais influentes sobre determinada barra disponibilizem suas reservas para o controle secundário de tensão.

Ainda em relação a esse gerenciamento, a metodologia de controle secundário de tensão apresentada calcula a demanda de potência reativa a ser utilizada antes das ações de controle secundário através do fluxo de potência online. Isto permite verificar de forma antecipada se os geradores violarão ou não seus limites de potência reativa ao contribuir para este controle. Além disso, quando há a participação de mais de um gerador na ação de controle, há a repartição de geração reativa de forma proporcional à reserva de cada máquina, o que também contribui para a não violação dos limites operativos de cada gerador, além de se realizar um gerenciamento mais eficiente das reservas.

4 RESULTADOS

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS E SISTEMA TESTE

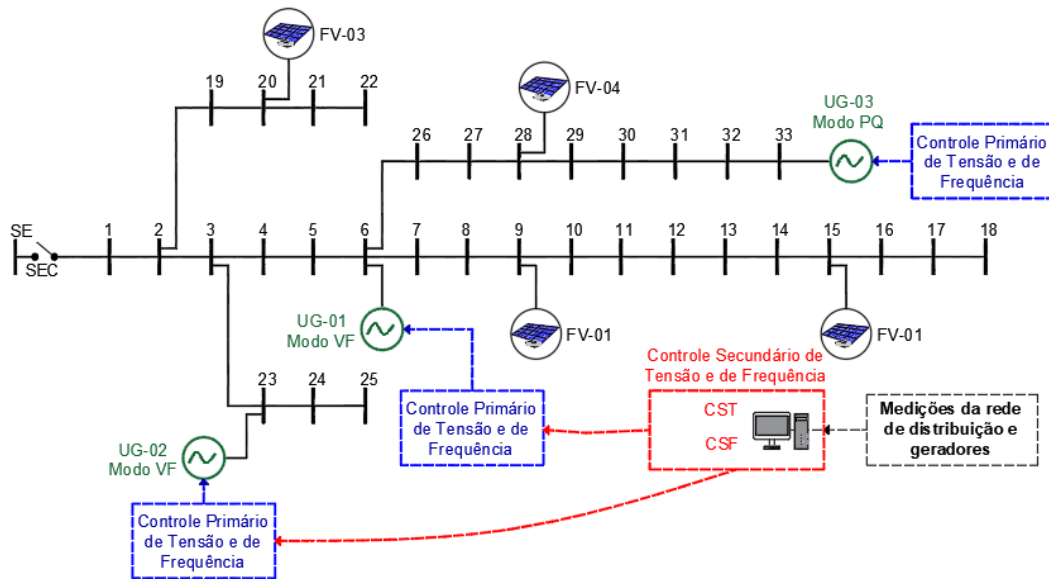
O diagrama unifilar do sistema teste com as ações do controle secundário é apresentado na Figura 4.1. Este sistema é baseado em Baran e Wu (1989) e Weigert *et al.* (2019). A topologia da rede apresentada é a mesma para todos os cenários deste trabalho. A estrutura de controle representa uma possível configuração, em que as UG's 01 e 02 operam no modo VF, com o CST e a UG 03 opera sem o CST no modo PQ. É importante salientar que os geradores que operam no modo PQ podem participar também do CST, desde que possuam reserva reativa secundária.

O escopo deste trabalho considera que o sistema já se encontre em estado de ilhamento e que a microrrede foi desconectada da rede principal através do elemento seccionador (SEC) pertencente a subestação local (SE). Considera-se também que a microrrede ilhada compreenda todo o Ramal Alimentador conectado a subestação a partir desse elemento seccionador. Todos os efeitos transitórios deste processo de desconexão já ocorreram e foi alcançado o regime permanente.

Com base nos tipos de configuração de ilhamento apresentados na seção 2.1 deste trabalho, a topologia da microrrede ilhada estudada pode encaixar-se nas classificações de Ilhamento da Subestação, Ilhamento de uma barra da subestação ou Ilhamento do Ramal Alimentador. Como toda a microrrede considerada é alimentada exclusivamente por uma subestação, a mesma não se encaixa na categoria de Ilhamento do circuito adjacente e da Subestação. Além disso, com base na hipótese de que o ilhamento contemple todo o Ramal Alimentador, essa configuração não contempla as categorias de Ilhamento Lateral, Ilhamento Secundário e Ilhamento de um Consumidor. Os dados do sistema teste da Figura 4.1 são apresentados no Anexo D deste trabalho.

A microrrede ilhada é composta por 33 barras da rede de distribuição primária com tensão nominal de 12,66 kV. A mesma possui 3 unidades geradoras (UG) síncronas térmicas que são conectadas diretamente nas barras 06, 23 e 33, assim como 4 gerações distribuídas fotovoltaicas (FV) nas barras 09, 15, 20 e 28. As plantas fotovoltaicas possuem inversores que operam no modo MPPT (*Maximum power point Tracking*) e, por isso, as barras conectadas às gerações fotovoltaicas são modeladas como tipo PQ.

Figura 4.1: Representação do sistema teste com o sistema de controle proposto.



Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989) e Weigert *et al.* (2019) .

Os sistemas de controle da microrrede devem manter as tensões e frequências dos geradores em faixas de operação adequadas. Estes devem manter requisitos de qualidade de energia pré-determinados. Devido ainda à falta de legislação específica para a operação de microrredes, considerou-se como referência o Módulo 8 dos Procedimentos de Rede (PRODIST) que são apresentados em ANEEL (2021). Além disso, deve haver uma coordenação dos controles com os sistemas de proteção da concessionária instalados no ponto de conexão das gerações distribuídas. Os requisitos são exigidos pelas concessionárias de distribuição locais, tendo como referência para este trabalho os ajustes de proteção da NTC 905100 em Copel (2017). Tais ajustes são apresentados na Tabela 4.1. Tal coordenação tem como objetivo fazer com que os sistemas de controle evitem ao máximo a necessidade de atuação dos sistemas de proteção da concessionária instalados nos pontos de conexão da rede de distribuição com as gerações distribuídas.

Existem uma série de indicadores e fenômenos de variação de tensão e frequência que devem ser levados em consideração, no entanto, este trabalho avaliou apenas se houve ou não a ocorrência de determinados eventos que comprometem a qualidade de fornecimento. Esta verificação ocorreu durante o período de análise que compreende a ocorrência dos distúrbios e atuação dos sistemas de controle da microrrede. A apresentação, utilização e cálculo dos indicadores, assim como a classificação dos fenômenos de variação é apresentada em Gurski (2020).

Para a tensão eficaz nas barras do sistema de distribuição foi verificado se as tensões em regime permanente estão dentro das faixas máxima e mínima operativas, verificando o fenômeno de variação de tensão em regime permanente. Para o período transitório foi verificado se ocorreu alguma variação de tensão de curta duração (VTCD), com foco no Afundamento Momentâneo de Tensão (AMT) e Elevação Momentânea de Tensão (EMT).

Para o caso da variação de frequência foi verificado se a mesma permanece operando dentro de suas faixas mínimas e máximas em regime normal de operação e após a ocorrência de distúrbios no sistema elétrico. Seguem abaixo os dois critérios que devem ser cumpridos em relação ao fenômeno de variação de frequência conforme em ANEEL (2021):

- I. O sistema de distribuição e suas instalações de geração devem operar em condições normais e regime permanente dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 e 60,1 Hz;
- II. Na ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo máximo de 30s, para a faixa de 59,5 a 60,5 Hz.

Em relação as variações de tensão, os seguintes critérios devem ser seguidos:

- III. As tensões de todas as barras do sistema de distribuição devem ser mantidas na faixa de 0,93 a 1,05 p.u em regime permanente;
- IV. Na ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as tensões não devem transgredir a faixa de 0,9 a 1,1 p.u com uma duração maior que 16,66 ms (01 ciclo), a fim de se evitar qualquer ocorrência de AMT e EMT.

O cumprimento dos critérios de I a IV servirá também como base para avaliar o desempenho dos sistemas de controle e metodologias propostas. Na Tabela 4.1, são apresentados os ajustes de proteção para tensão e frequência nas barras onde estão conectadas as gerações distribuídas da microrrede.

O cálculo dos parâmetros de controle secundário assim como das soluções no domínio do tempo e o cálculo dos ajustes do CSF e do CST são realizados através da plataforma Matlab. Os dados iniciais da rede de distribuição a partir de Fluxo de potência convergido são coletados

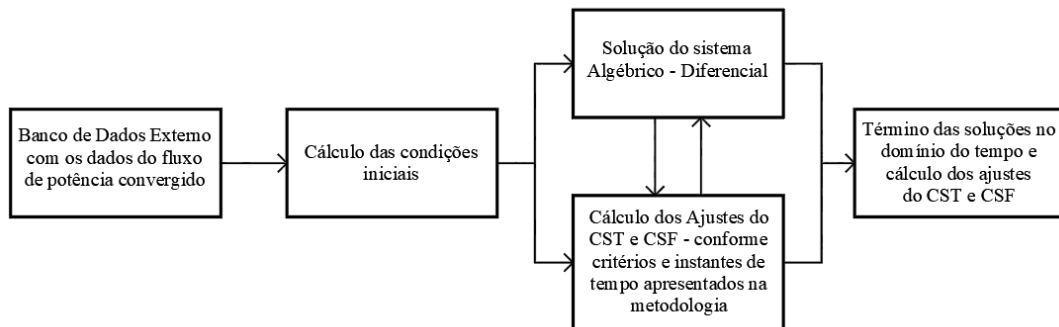
em um banco de dados externo. O fluxograma da Figura 4.2 resume as etapas da solução no domínio do tempo apresentadas nas simulações computacionais.

Tabela 4.1: Ajustes de Proteção das Gerações Distribuídas.

Função	Ajuste	Tempo de Atuação
Subfrequência (Hz)	56,5	Instantâneo
	58,5	10s
Sobrefrequência (Hz)	66	Instantâneo
	62	30s
Subtensão (p.u)	0,89	2s
Sobretensão (p.u)	1,05	10s

Fonte: Adaptado de COPEL (2017).

Figura 4.2: Fluxograma geral das simulações no domínio do tempo.



Fonte: Elaboração Própria.

A Solução do sistema Algébrico–Diferencial foi realizada via método trapezoidal implícito, com uma estratégia de solução particionada mantendo a rede preservada. A preservação de todas as tensões na resolução matemática do problema é essencial pois permite traçar o comportamento transitório de todas as tensões do sistema. A implementação do modelo matemático segue a metodologia apresentada em Weigert *et al.* (2018).

4.2 CENÁRIO 01: AUMENTO DE CARGA NA BARRA 22

Neste cenário considera-se a ocorrência de um aumento de carga de grande magnitude do tipo degrau de $3 + 0,15j$ MVA ($0,3 + 0,015j$ p.u) na barra 22 do sistema. Esta magnitude de perturbação pode ser considerada como severa, pois representa uma parcela significativa da carga total ativa pré-distúrbio, considerando-se que esta carga total ativa e reativa da rede é de $3,72 + 2,3j$ MVA. Em relação a própria barra 22, a perturbação representa aproximadamente

33 vezes a carga ativa e aproximadamente 4 vezes a carga reativa do período pré-distúrbio, sendo que a carga nesta barra é de $0,09 + 0,04j$ MVA. Tal perturbação ocorre no instante $t = 5s$. O controle centralizado de tensão e o cálculo dos fatores de participação são parametrizados para serem atualizados a cada 30s. Nas análises consideradas neste trabalho, a contagem deste tempo de atualização inicia-se em $t = 0s$. O tempo total de análise é de 100s.

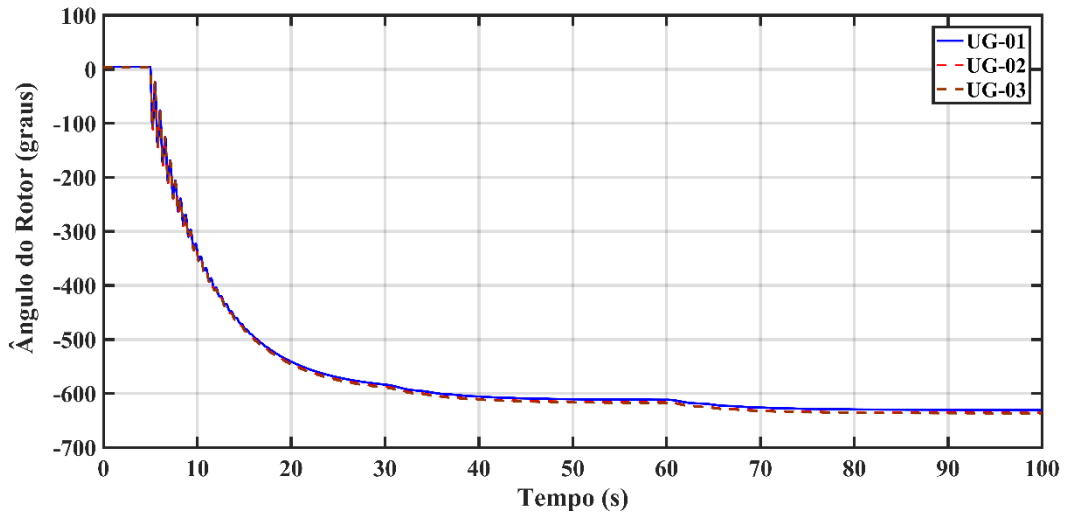
Os valores máximos disponíveis de reserva de potência ativa para o controle secundário são de 8 e 6 MW respectivamente para UG-01 e UG-02. No caso da potência reativa, estes valores máximos são de 12 e 8 MVAR (fornecimento máximo de reativos para a rede). Os valores mínimos considerados são de -9 e -5 MVAR (consumo máximo de reativos da rede). Neste primeiro cenário considera-se que a UG-03 apresente apenas reserva primária de potência ativa e reativa, e não apresente reserva secundária de potência. Desse modo, a UG-03 não participa do controle secundário de tensão e frequência, apenas com controle local PQ. As UG's 01 e 02 operam no modo VF primário e secundário.

Nas simulações a seguir são apresentadas as respostas no domínio do tempo para as variáveis do ângulo do rotor, frequência, potências geradas elétricas e mecânicas, tensões, potências reativas geradas e as referências de tensão dos geradores.

É possível observar na Figura 4.3 que o distúrbio ocorrido no sistema não ocasionou a perda de sincronismo entre os ângulos dos rotores das máquinas síncronas. Nos instantes 30s e 60s, percebe-se que os ângulos dos rotores sofreram uma perturbação de menor magnitude que ocorreu devido à ação do controle secundário de tensão, mas que não comprometeu o sincronismo entre as máquinas do sistema.

Observando as Figuras 4.4, 4.5 e 4.6, verifica-se que as mesmas apresentaram as frequências dos geradores síncronos para todo o período de análise, destacando-se a atuação do sistema de controle nos Estágios 1 e 2. No Estágio 1 houve a ação conjunta dos controles primários de cada máquina e o controle secundário centralizado de frequência, fazendo com que as frequências das 3 UG's fossem reestabelecidas no valor nominal de 60 Hz.

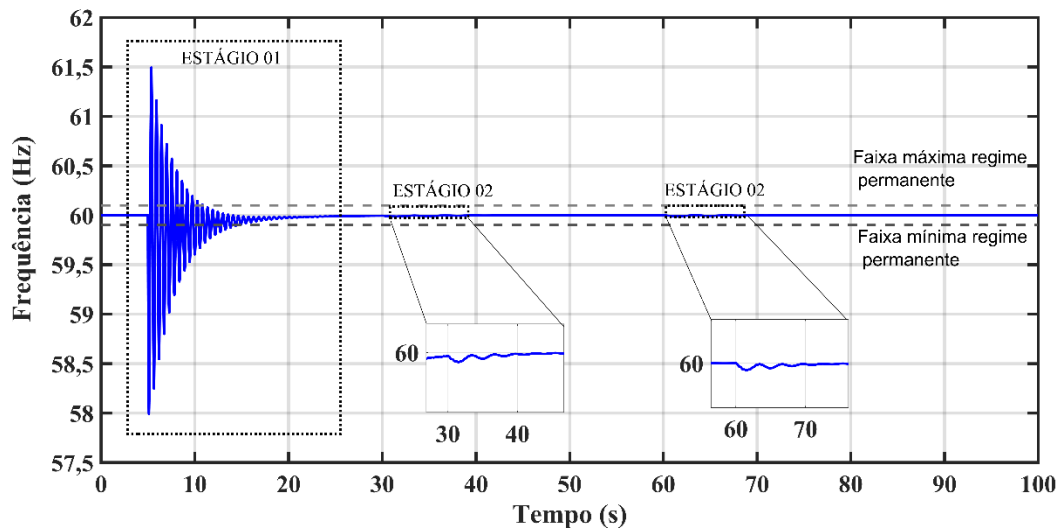
Figura 4.3: Ângulos dos rotores das UG's – Cenário 01.



Fonte: Elaboração Própria.

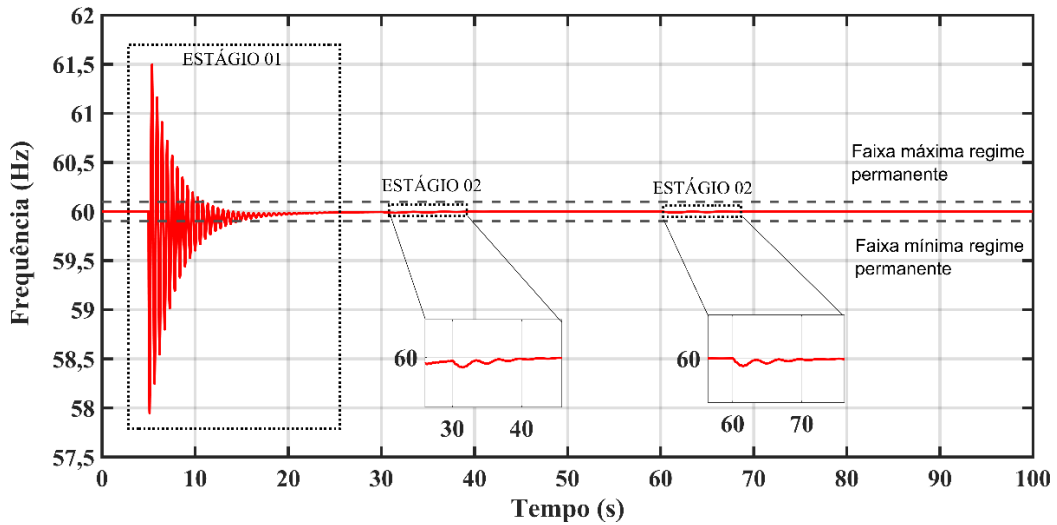
Ainda em relação às Figuras 4.4, 4.5 e 4.6, verifica-se que as três frequências das três unidades geradoras atenderam aos requisitos dos itens I e II de qualidade de energia e que não haveria a sensibilização dos sistemas de proteção de sub e sobrefrequência dos geradores distribuídos conforme Tabela 4.1.

Figura 4.4: Frequência do Gerador 01 - Cenário 01.



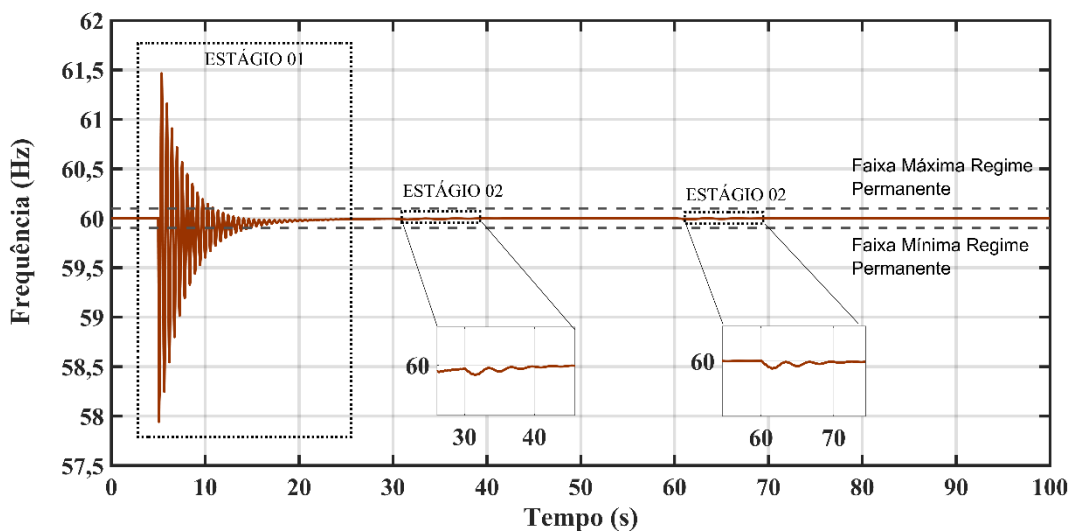
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.5: Frequência do Gerador 02 - Cenário 01.



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.6: Frequência do Gerador 03 - Cenário 01.



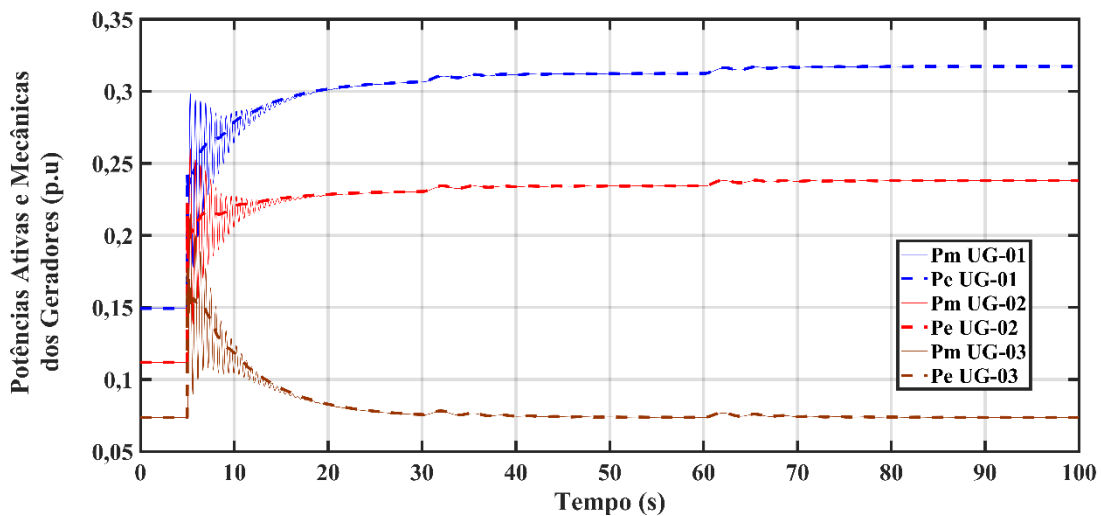
Fonte: Elaboração Própria.

No Estágio 1, ocorreram as ações de controle primário e secundário de frequência. Neste estágio, a ação concomitante dos controles primário e secundário dos geradores restauraram a frequência do sistema ao valor nominal de 60 Hz. Após a estabilização da frequência do sistema, inicia-se o Estágio 2 com a atuação do controle secundário de tensão. Nesse caso, observa-se que a ação do controle de tensão causou pequenas perturbações na frequência dos geradores. No entanto, tais perturbações não causaram variações capazes de comprometer a regulação de frequência e os requisitos de qualidade de energia considerados. Isto ocorre devido a escolha dos valores adequados de incremento de V_{ref} dos geradores, ou

seja, valores que não sejam elevados o suficiente para que suas ações possam causar perturbações significativas na malha de controle de frequência e de potência ativa da microrrede. Conforme metodologia apresentada, os valores máximos e mínimo dos incrementos são de +0,01 e -0,01 p.u.

Para o caso das potências ativas e mecânicas geradas, conforme pode ser verificado na Figura 4.7, as 3 UG's atuaram de forma a reestabelecer o equilíbrio entre carga e geração do sistema no estágio 01. Após a perturbação ativa de 0,3 p.u, todas as UG's da microrrede tiveram a atuação dos seus reguladores de velocidade do tipo *Droop* no período transitório aumentando suas potências mecânicas e ativas geradas. Ainda conforme a Figura 4.7, quando as trajetórias das potências foram se aproximando do regime permanente, as UG's 01 e 02 alcançaram novos valores a fim de suprir a carga demandada pois participam do controle secundário de frequência do sistema.

Figura 4.7: Potências Ativas e Mecânicas geradas pelas UG's – Cenário 01.



Fonte: Elaboração Própria.

Estes novos valores de potência mecânica e ativa foram alcançados e particionados de acordo com a estratégia de cálculo dos fatores de participação apresentada no Capítulo 3 deste trabalho. A UG-03, que está operando no modo PQ, possui um set-point de potência ativa fixo que foi parametrizado para ser igual ao seu valor pré-distúrbio. Este valor é de 0,0736 p.u (0,736 MW) e nota-se que a potência ativa e mecânica da UG-03 retorna a este valor em regime permanente. Dessa forma, a UG-03 não é participante do controle secundário de frequência em

nenhum momento dentro da janela de tempo de análise e com isto o valor do seu fator de participação é $\alpha_3 = 0$ em todos os instantes de cálculo dos ajustes do CST.

Na Tabela 4.2, as variáveis P_m UG-01 e P_m UG-02 representam a potência mecânica medida em cada instante de aquisição para as UG's 01 e 02 que são os geradores participantes do controle secundário de frequência. As variáveis R2PA representam a reserva secundária de potência ativa medida em cada instante t para cada um destes geradores. Por fim são apresentados os valores dos fatores de participação α_1 e α_2 que determinam a repartição de carga que cada UG deverá assumir em regime permanente.

Tabela 4.2: Parâmetros da repartição de carga ativa do sistema em (p.u).

Tempo de Atuação	P_m UG 01	P_m UG 02	R2PA UG 01	R2PA UG 02	α_1	α_2
$t = 30s$	0,3064	0,2302	0,4936	0,3698	0,5717	0,4283
$t = 60s$	0,3123	0,2342	0,4877	0,3658	0,5714	0,4286

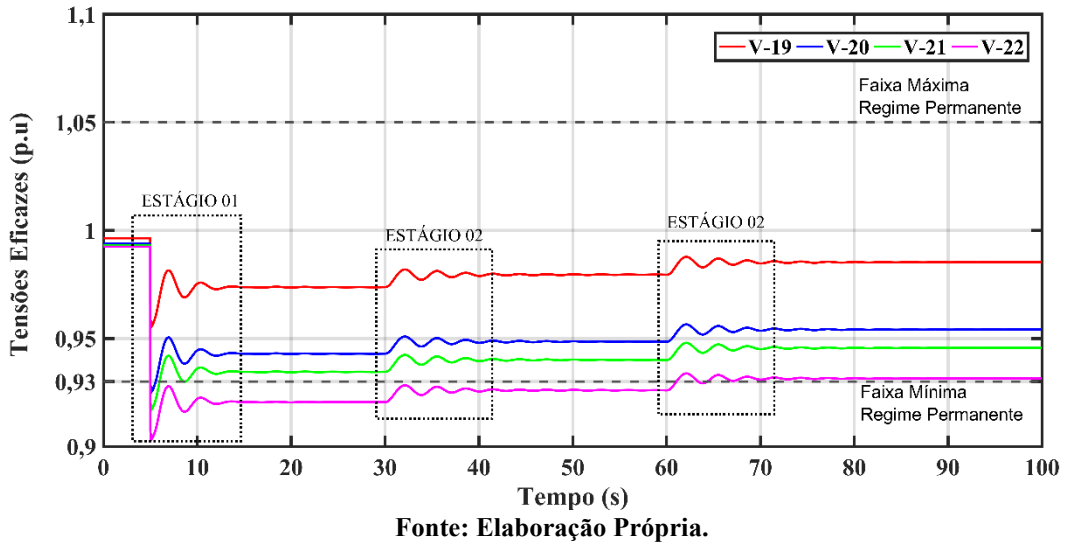
Fonte: Elaboração Própria.

Conforme foi proposto na metodologia, os fatores de participação devem ser calculados observando qual é a proporção de reserva secundária que cada UG possui em relação a soma total das reservas de todas as UG's da microrrede. Como exemplo, no instante $t=30s$ a UG-01 possui 4,936 MW de reserva, sendo que a reserva total disponível para o controle secundário de frequência da microrrede é a soma das reservas das UG's 01 e 02, sendo $R2PA$ UG-01 + $R2PA$ UG-02 = 4,936 + 3,698 = 8,634 MW. Com isto o valor $R2PA$ UG-01 representa aproximadamente 57,2% do valor total de todas as reservas secundárias disponíveis, sendo que tal valor é atribuído para o fator de participação α_1 .

Os demais cálculos dos fatores de participação ocorrem de forma idêntica a essa apresentada. Nestes dois instantes de tempo, os fatores de participação se mantiveram próximos mantendo valores aproximadamente constantes mesmo com os incrementos de potência após a perturbação no instante $t=5s$ e após a atuação do controle secundário de tensão nos instantes $t=30s$ e $60s$. Dessa forma, as perturbações causadas pela atuação do Estágio 2 causaram uma variação pequena na repartição de carga ativa do controle secundário.

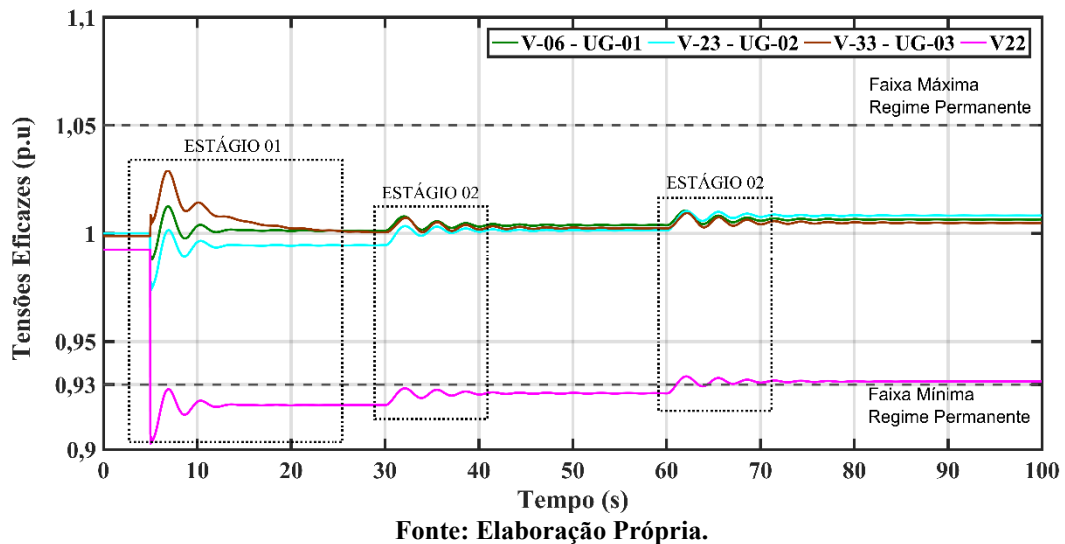
O controle de tensão é verificado na Figura 4.8 com as variações de tensão na barra 22 e nas barras pertencentes ao mesmo ramo, que são as barras 19,20 e 21 do sistema conforme Figura 4.1.

Figura 4.8: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio – Cenário 01.



Na Figura 4.9, além da mesma variação da barra 22, são apresentadas as tensões das barras em que estão conectadas as UG's do sistema.

Figura 4.9: Tensões Eficazes nas barras em que as UG's estão conectadas e na barra em que ocorreu o distúrbio – Cenário 01.

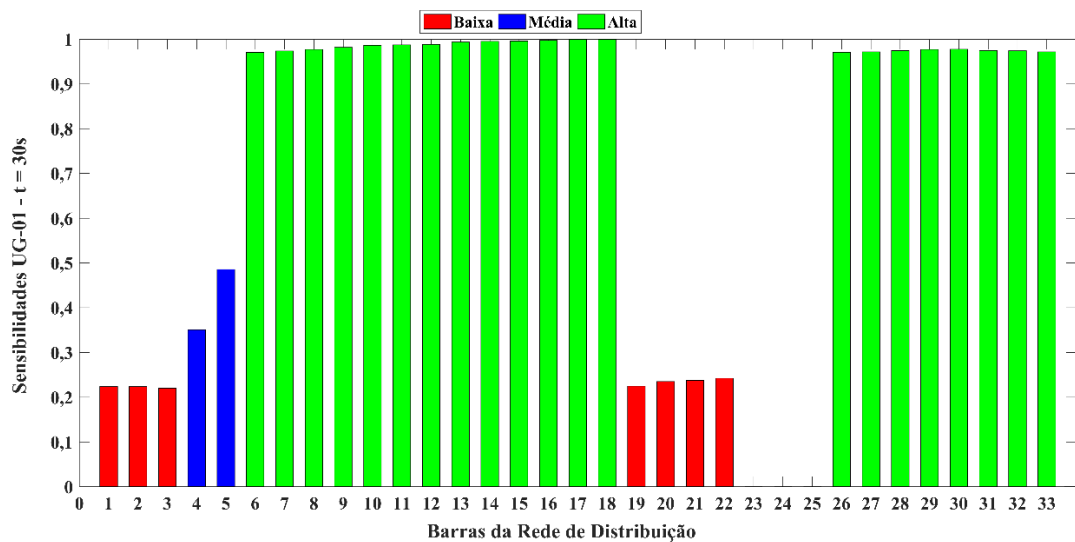


É possível verificar que no Estágio 1 os sistemas de controle primários de tensão foram capazes de estabilizar as tensões das barras próximas a perturbação, que são aquelas barras que sofrem as maiores variações dos efeitos do distúrbio. Nas barras conectadas aos geradores, as tensões retornam a valores muito próximos ao regime pré-distúrbio, enquanto que a tensão na barra 22 se estabiliza em um valor abaixo do limiar mínimo operativo (0,93 p.u.) em regime permanente. As tensões das barras mais afastadas da ocorrência do distúrbio, que são aquelas

que não estão representadas na Figura 4.8, sofreram variações de menor magnitude e alcançaram a estabilidade sem a violação de nenhum limite operativo de tensão.

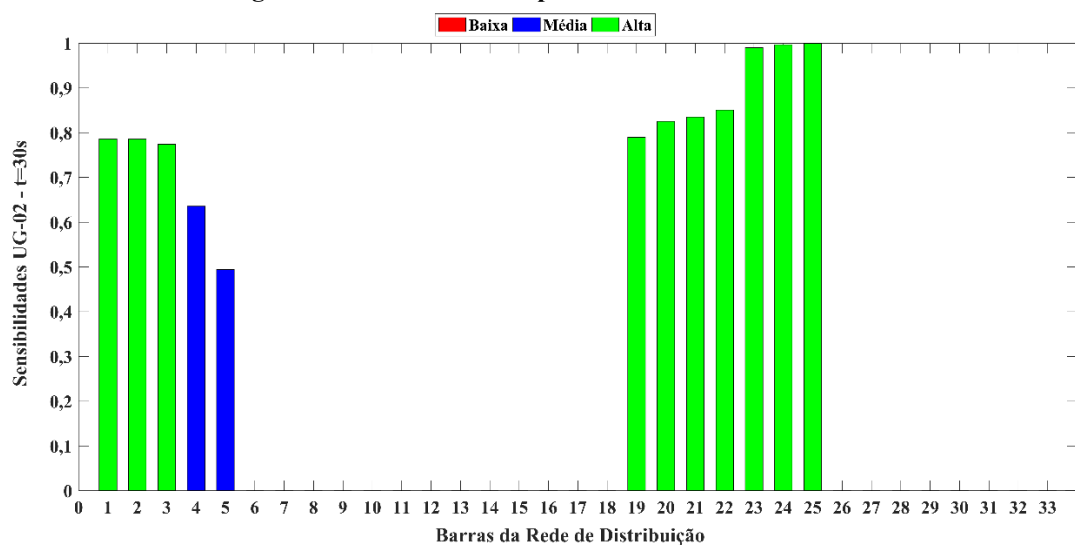
A etapa de sensibilidade traz os resultados para cada tempo de atuação do CST, para 30s e 60s. Os valores das sensibilidades são representados graficamente na Figura 4.10 e na Figura 4.11 para o instante de 30s. As barras com as maiores sensibilidades para a UG-01, classificadas como elevadas possuem valores muito próximos e estão nos trechos entre as barras 6 a 18 e 26 a 33. Para a UG-02 os trechos com maior sensibilidade contém as barras 1 a 3 e 19 a 25.

Figura 4.10: sensibilidades para a UG-01 com $t=30s$.



Fonte: Elaboração Própria.

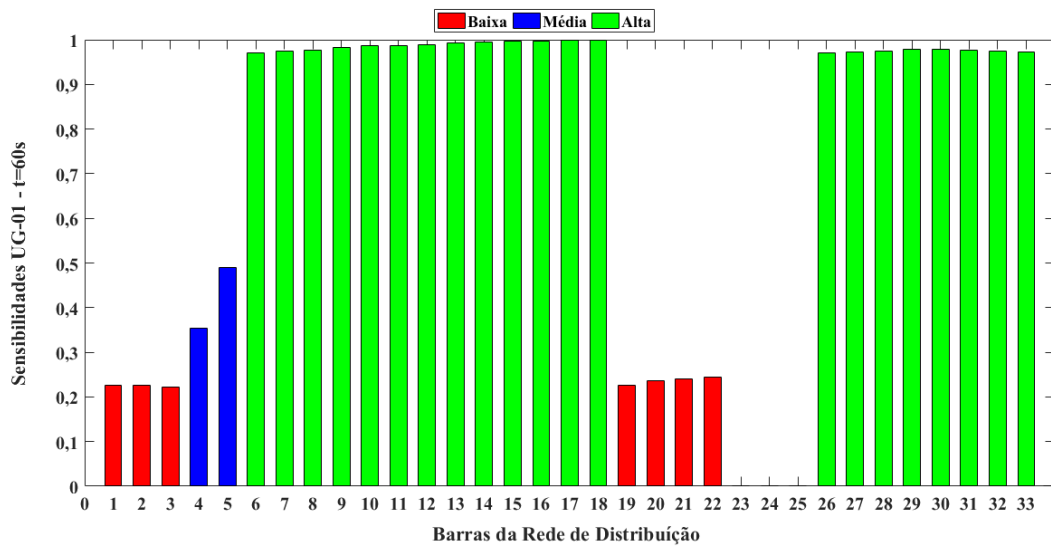
Figura 4.11: sensibilidades para a UG-02 com $t=30s$.



Fonte: Elaboração Própria.

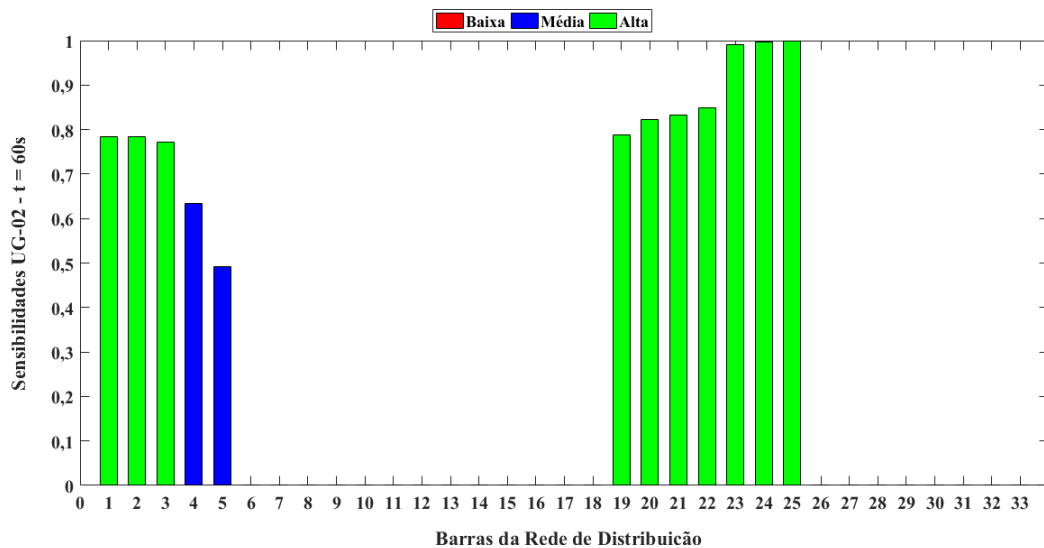
Para o instante 60s, não houve mudanças significativas nos cálculos das sensibilidades, não alterando as suas classificações. No entanto, ressalta-se que a atualização dos cálculos de sensibilidades é fundamental pois estes valores podem apresentar alterações significativas devido às recorrentes alterações no ponto de operação da microrrede que ocorrem ao longo do tempo. Os resultados para o instante de 60s são apresentados na Figura 4.12 e Figura 4.13.

Figura 4.12: sensibilidades para a UG-01 com $t=60s$.



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.13: sensibilidades para a UG-02 com $t=60s$.



Fonte: Elaboração Própria.

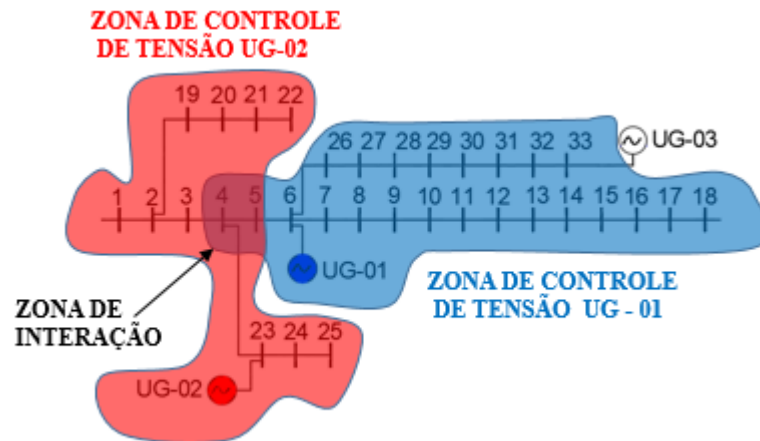
Em ambos os instantes e para as duas UG's, as barras 4 e 5 possuem sensibilidade média, o que de acordo com a metodologia proposta, formam uma zona de interação com uma

possível atuação das duas máquinas no CST. Os valores tabelados podem ser conferidos no Anexo E deste trabalho.

Com o resultado das classificações é possível definir as zonas de controle de tensão de cada gerador. Conforme pode ser conferido na Figura 4.8, nos instantes de 30s e 60s, a barra que apresenta maior desvio em relação a faixa mínima de regime permanente é a barra 22, que neste caso, será considerada como barra piloto. A Figura 4.14 representa a divisão das zonas de controle para as UG's 01 e 02 em relação a toda a microrrede ilhada. Verifica-se que a barra piloto está na zona de controle de tensão da UG-02. Neste caso, a divisão das zonas de controle permanece igual para os instantes de 30s e 60s.

Após isto deve ser verificada a disponibilidade de reserva de potência reativa de cada gerador participante, tanto a reserva RPR+, quanto para a reserva RPR-. A Tabela 4.3 e a Tabela 4.4 mostram os dados das reservas para as duas UG's e da potência reativa calculada Q_{ger} para se realizar a atualização de V_{ref} .

Figura 4.14: Divisão das zonas de controle dos geradores Cenário-01.



Fonte: Elaboração Própria.

Tanto em 30s, quanto em 60s os geradores não careceram de reserva reativa, tanto para incrementar positivamente quanto negativamente o sinal de V_{ref} . Dessa forma todos os geradores participantes estiveram aptos a atuarem nas suas respectivas zonas de controle de tensão quando o CST foi requisitado.

Tabela 4.3: Verificação das reservas reativas UG-01 em (p.u).

Tempo de Atuação	Q_{ger}	Q_{min}	Q_{max}	RPR_+	RPR_-
30 s	0,1717	-0,9	1,2	1,0283	-1,0717
60 s	0,1173	-0,9	1,2	1,0827	-1,0173

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 4.4: Verificação das reservas reativas UG-02 em (p.u).

Tempo de Atuação	Q_{ger}	Q_{min}	Q_{max}	RPR_+	RPR_-
30 s	0,3012	-0,5	0,8	0,4988	-0,8012
60 s	0,3553	-0,5	0,8	0,4447	-0,8553

Fonte: Elaboração Própria.

Após isto, são calculados os incrementos das tensões de referência de cada gerador participante. Os ajustes ΔV_{ref} calculados para a barra 22 são apresentados na Tabela 4-5, sendo que o valor de incremento adotado neste trabalho é de 0,01 p.u. em caso de atuação de uma única UG. Como a barra piloto do sistema nos instantes 30s e 60s é a 22, houve incremento de +0,01 p.u na referência de tensão da UG-02. A UG-03 não é gerador participante neste cenário, então a atualização de V_{ref} não se aplica a este caso.

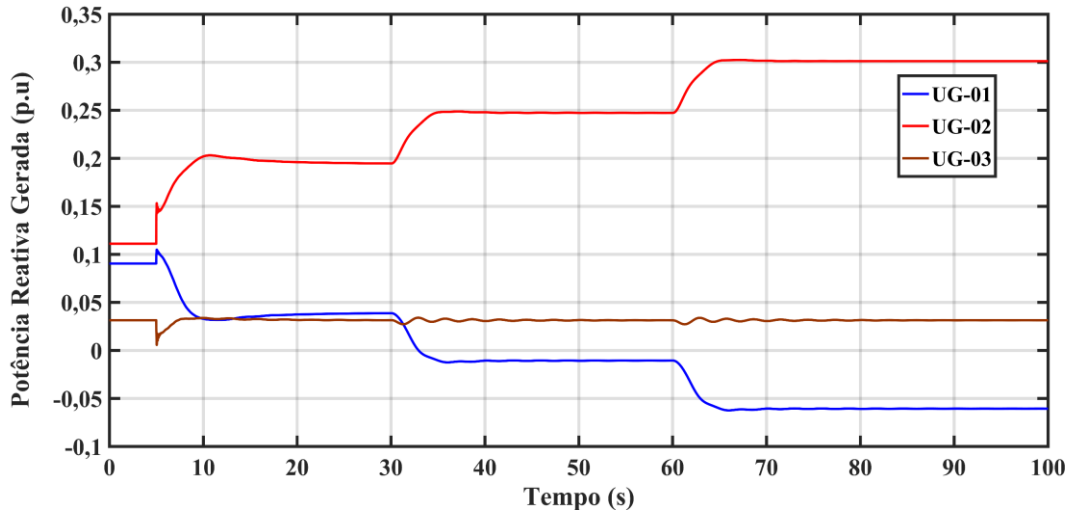
Tabela 4-5: Valores dos incrementos ΔV_{ref} em (p.u) – Cenário 01.

Tempo de Atuação	UG 01	UG 02	UG 03
30 s	0	+0,01	0
60 s	0	+0,01	0

Fonte: Elaboração Própria.

A aplicação destes incrementos pode ser verificada na Figura 4.15 com a variação de potência reativa das máquinas. Enquanto que no Estágio 1, a potência reativa dos geradores variou de acordo com a atuação dos controles primários de tensão, nos instantes de 30s e 60s as variações foram causadas pelos incrementos de V_{ref} na UG-02. A UG-01 teve uma tendência de redução no fornecimento de reativos chegando a uma situação de consumo de energia reativa alguns segundos após a primeira atuação do Estágio 02 em 30s. A UG-03 atuou com o objetivo apenas de manter seu *set-point* de potência reativa, que é igual ao seu valor pré-distúrbio.

Figura 4.15: Potências reativas geradas pelas UG's – Cenário 01.



Fonte: Elaboração Própria.

Observando os resultados obtidos neste cenário, verificou-se que a estratégia de controle proposta foi capaz de restaurar a tensão na barra 22 da microrrede para dentro da faixa normal operativa de tensão em regime permanente após duas atuações. Se o sistema de controle de tensão da microrrede fosse equipado somente com as malhas locais, as tensões estariam estabilizadas, mas com uma das barras operando em uma faixa inadequada de operação quanto aos requisitos de qualidade de energia considerados.

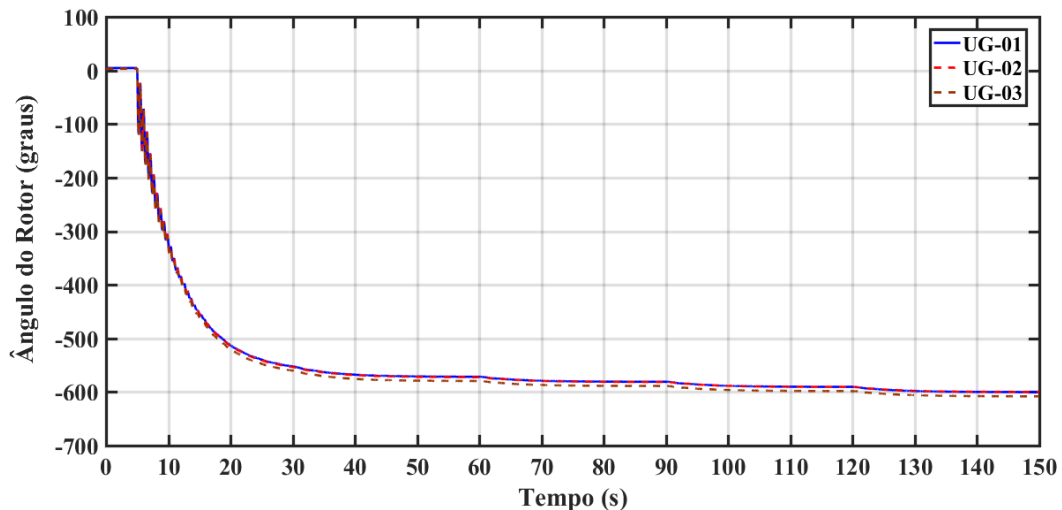
4.3 CENÁRIO 02: AUMENTO DE CARGA BARRA 32 – PARTICIPAÇÃO UG-03 NO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO

Neste cenário considera-se a ocorrência de um aumento de carga com a mesma magnitude do tipo degrau com $3 + 0,15j$ MVA, desta vez na barra 32 do sistema. Tal perturbação ocorre também no instante $t = 5$ s. O controle secundário de tensão e o cálculo dos fatores de participação são parametrizados para serem atualizados a cada 30s. O tempo total de análise agora é de 150s, pois o CST necessitou de um maior número de atuações para que as tensões fossem restauradas para dentro dos seus limites operativos.

Agora considera-se que a UG-03 também possua Reserva de Potência Reativa (RPR) para o controle secundário de tensão e, assim, também passa a ser um gerador participante. No caso da potência reativa o fornecimento máximo é de 8 MVar e consumo máximo de -5MVar. É importante destacar que o AVR da UG-03 está ajustado para realizar seu controle de potência reativa a partir de um valor de Q_{ref} pré-definido.

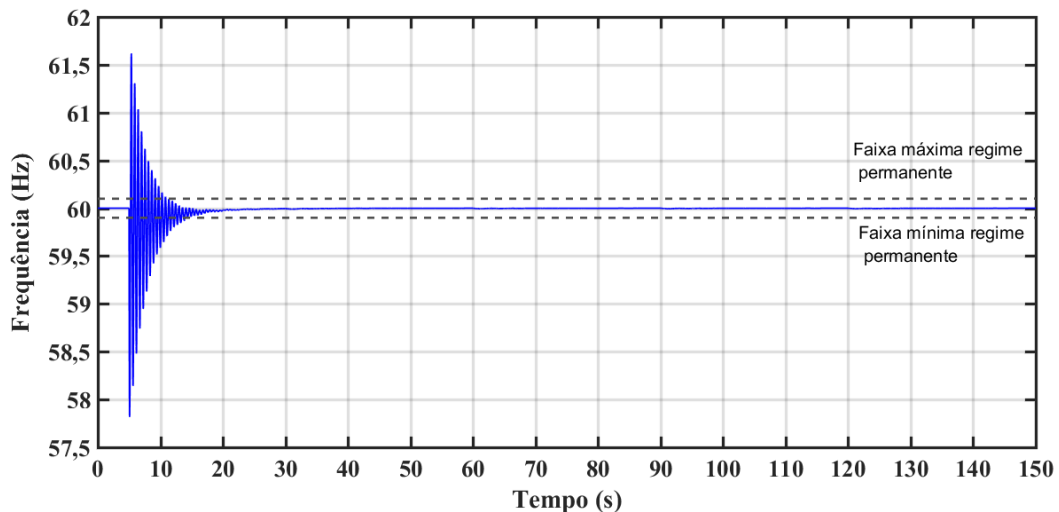
Assim, esse gerador atua no controle secundário de tensão com ajuste no valor de Q_{ref} , ao invés de V_{ref} . Também é importante salientar que o controle secundário de tensão está habilitado para a UG-03, no entanto, em termos de controle de frequência, o mesmo ainda permanece apenas com sua malha primária habilitada. A partir dessas considerações e das simulações deste cenário 02, pode-se primeiramente verificar que as UG's mantiveram seus ângulos dos rotores em sincronismo, conforme Figura 4.16. O sistema de controle de frequência possibilitou o retorno das frequências dos 3 geradores para o valor nominal, respeitando os requisitos de qualidade de energia e coordenação com as proteções dos geradores conforme pode ser visto nas Figuras 4.17, 4.18 e 4.19.

Figura 4.16: Ângulos dos rotores das UG's - Cenário 02.



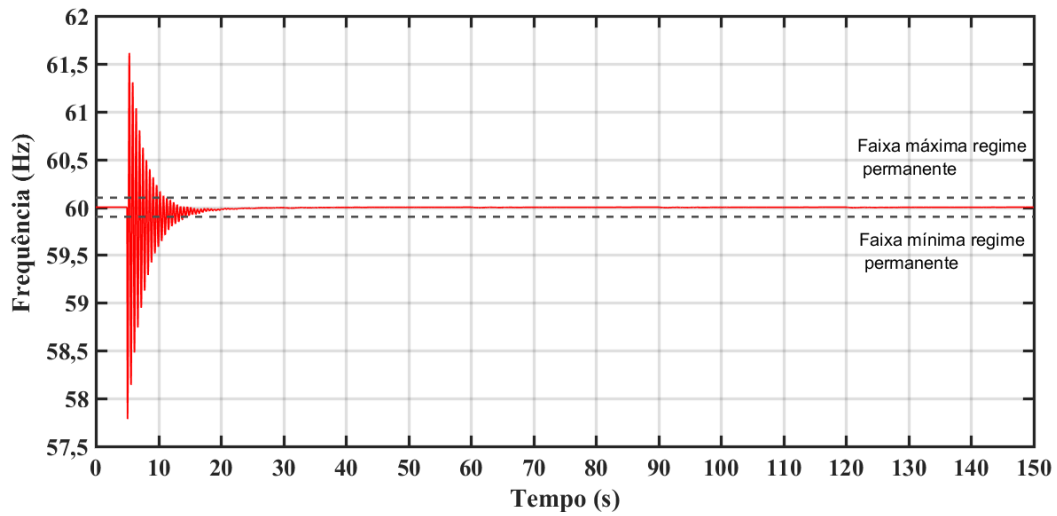
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.17: Frequência do Gerador 01 - Cenário 02.



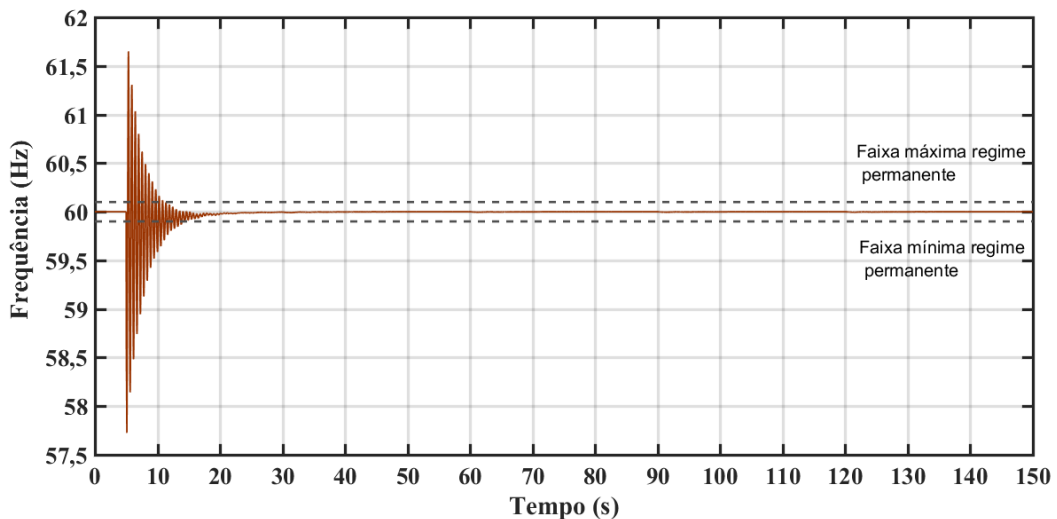
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.18: Frequência do Gerador 02 - Cenário 02.



Fonte: Elaboração Própria.

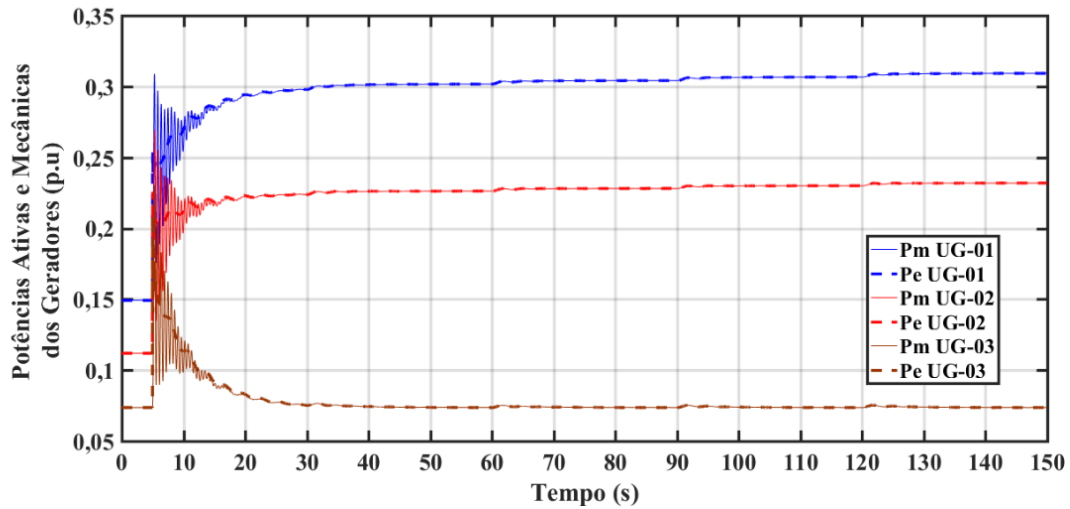
Figura 4.19: Frequência do Gerador 03 - Cenário 02.



Fonte: Elaboração Própria.

Analisando o controle de potência ativa na Figura 4.20, a UG-01 e UG-02 realizaram a repartição de carga ativa de forma semelhante ao cenário 01, e a UG-03 contribuiu com o seu controle primário no regime transitório, enquanto que em regime permanente retornou ao seu *set-point* pré-distúrbio

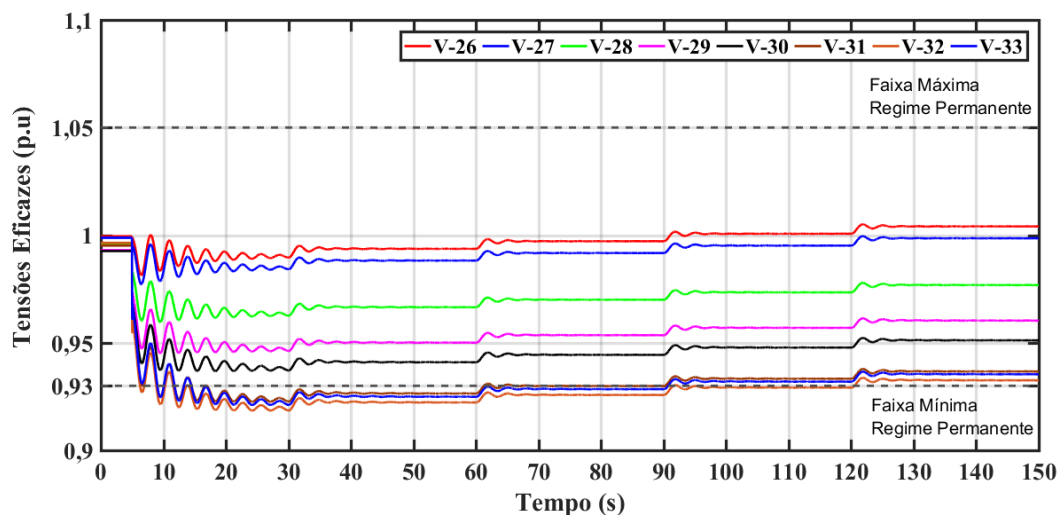
Figura 4.20: Potências Ativas e Mecânicas geradas pelas UG's - Cenário 02.



Fonte: Elaboração Própria.

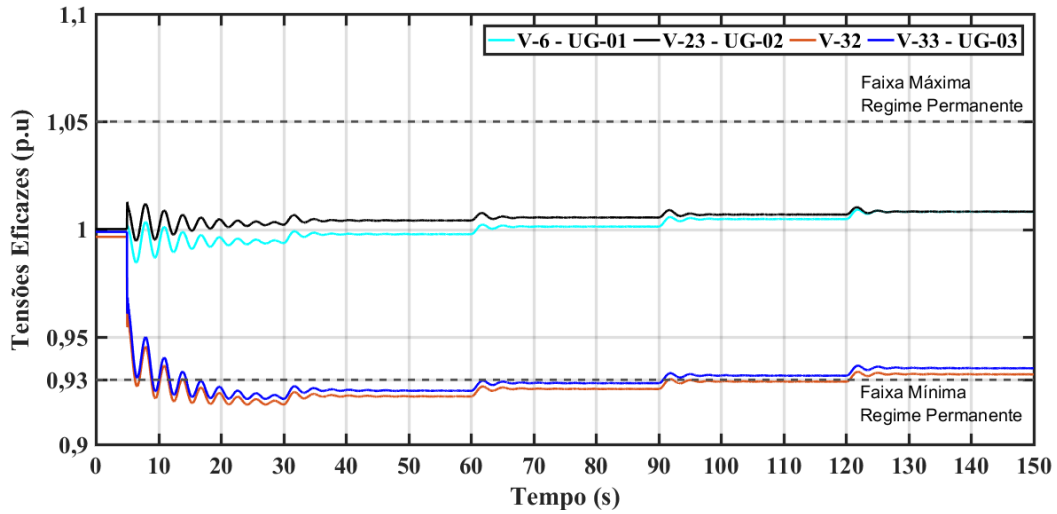
Analisando as tensões da Figura 4.21 e da Figura 4.22, o Estágio 01 ocorreu de forma semelhante ao cenário 01. Agora o Estágio 2 ocorreu para os instantes de 30s, 60s, 90s e 120s. Em todos estes instantes a barra piloto foi a barra 32. Mesmo que as tensões das barras 31 e 33 tenham também se estabilizado, após o Estágio 01 com valores abaixo da faixa mínima em regime permanente, a barra 32 é aquela que possuiu maior extrapolação em relação ao valor de 0,93 p.u. em todo o período de análise considerado.

Figura 4.21: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio - Cenário 02.



Fonte: Elaboração Própria.

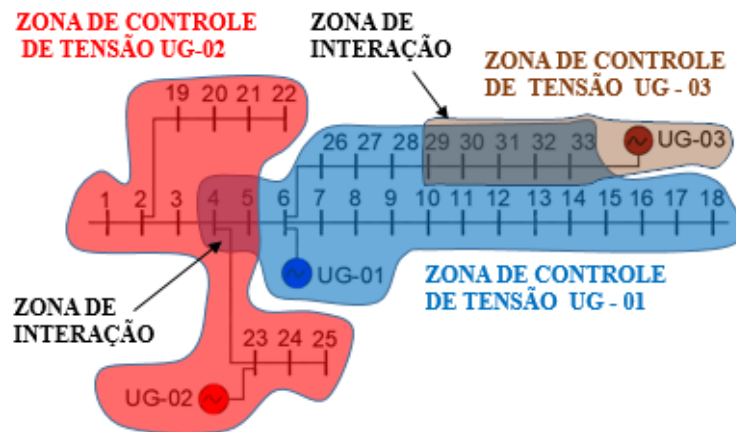
Figura 4.22: Tensões Eficazes nas barras em que as UG's estão conectadas e na barra em que ocorreu o distúrbio – Cenário 02.



Fonte: Elaboração Própria.

Diferente do cenário 01, agora considerou-se a sensibilidade da UG-03 em relação as barras do sistema, pois a UG-03 é um gerador participante do CST. A divisão das zonas de controle é ilustrada na Figura 4.23. Para este caso, formam-se duas zonas de interação: uma com as UG's 01 e 02 nas barras 4 e 5 e outra com as UG's 01 e 03 nas barras 29, 30, 31, 32 e 33. A mesma definição se manteve para a atuação do CST nos instantes de 30s, 60s, 90s e 120s.

Figura 4.23: Divisão das zonas de controle dos geradores - Cenário 02.



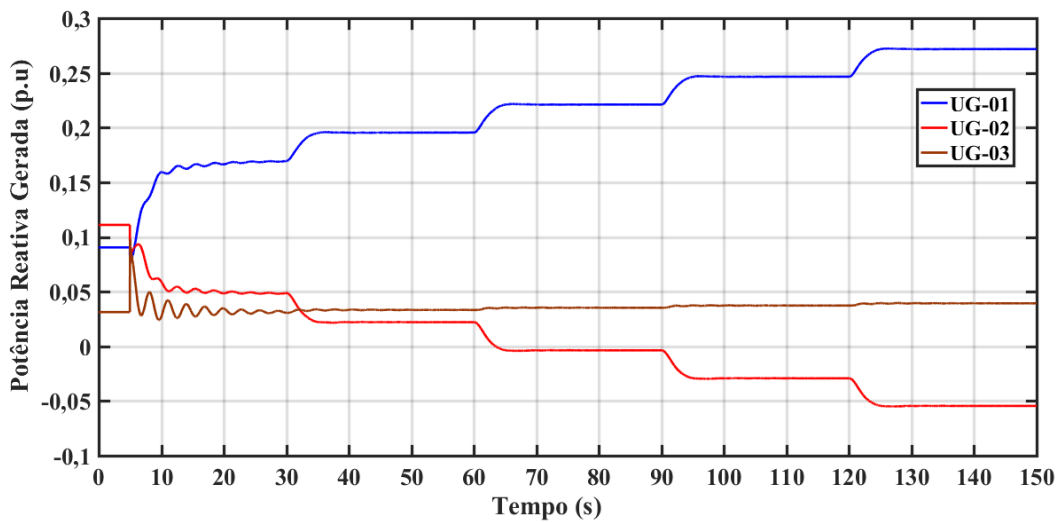
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Após as etapas de classificação e definição das zonas de controle verifica-se que a barra piloto, que é a barra 32. Com isto, as duas UG's 01 e 03 poderão contribuir, de forma proporcional as suas RPR com os seus incrementos de V_{ref} e Q_{ref} . Neste cenário, o incremento da tensão de referência $step_{pv}$ para V_{ref} também é de 0,01 p.u, enquanto que o incremento da

potência reativa de referência $step_{pq}$ para Q_{ref} é de 0,004 p.u. Tais valores de incrementos são particionados neste caso de forma proporcional a reserva de cada máquina. Depois disso, verificou-se que ambos os geradores possuíam RPR disponível para a realização destes incrementos. Por fim, os ajustes calculados são apresentados na Tabela 4.6 e Tabela 4.7.

As quatro atuações, em 30s, 60s, 90s e 120s são capazes de restaurar todas as tensões dentro das faixa operativas de qualidade de energia. Observando as tensões das barras conectadas nos geradores, seus valores de tensão não alcançaram valores suficientes capazes de sensibilizar os ajustes de proteção considerados, garantindo assim a coordenação entre estes sistemas. Com a atuação da UG-01 e UG-03 no estágio 02, as potências reativas de ambos possuem tendência de aumento no sentido de fornecimento de reativos para a rede de distribuição conforme Figura 4.24.

Figura 4.24: Potências reativas geradas pelas UG's – Cenário 02.



Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 4.6: Valores dos incrementos ΔV_{ref} em (p.u) – Cenário 02.

Tempo de Atuação	UG 01	UG 02	UG 03
30 s	+0,0051	0	0
60 s	+0,0050	0	0
90s	+0,0050	0	0
120s	+0,0049	0	0

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 4.7: Valores dos incrementos ΔQ_{ref} em (p.u) – Cenário 02.

Tempo de Atuação	UG 01	UG 02	UG 03
30 s	–	–	+0,0020
60 s	–	–	+0,0020

90 s	–	–	+0,0020
120 s	–	–	+0,0020

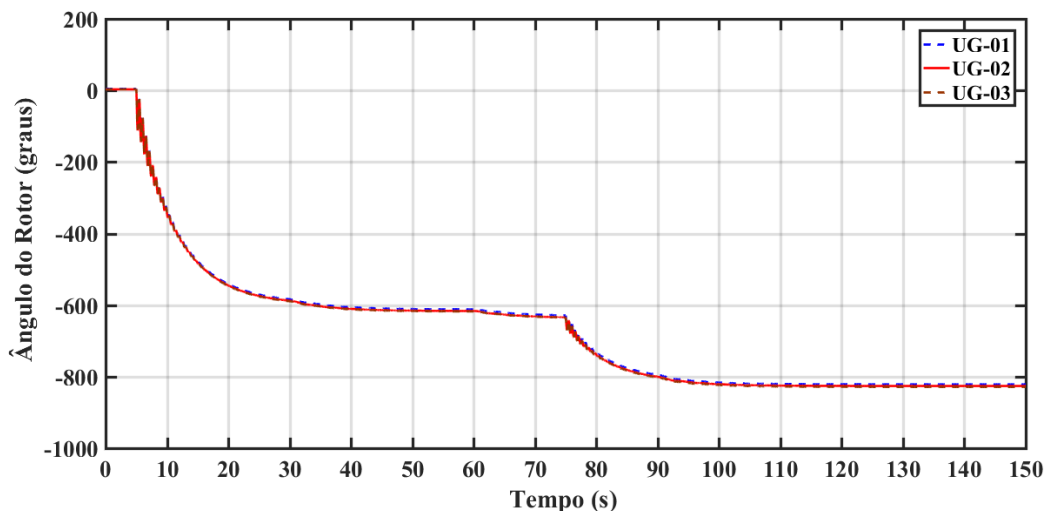
Fonte: Elaboração Própria.

Neste cenário 02, a ocorrência de perturbação na barra 32 fez com que a barra piloto estivesse localizada na zona de controle de tensão de duas máquinas diferentes, fazendo com que as mesmas realizassem o incremento dos seus sinais de referência de forma conjunta nos instantes de 30s, 60s, 90s e 120s. Todas as tensões retornaram a patamares adequados de qualidade de energia para a tensão e para a frequência. Destaca-se também a coordenação entre as UG's 01 e 03, de forma a compartilharem a geração de reativos para atuar no CST, atribuindo a magnitude dos seus incrementos de forma proporcional as suas reservas reativas.

4.4 CENÁRIO 03: AUMENTO DE CARGA NAS BARRAS 22 E 18

Neste cenário, considera-se um aumento de carga na mesma barra 22 do sistema de $3+0,15j$ MVA no instante de 5s e um aumento de carga de $0,9 + 0j$ MVA ($0,09 + 0j$ p.u) na barra 18 no instante 75s. O período total de análise é de 150s, devido a ocorrência de uma segunda perturbação em 75s, tornando a janela de tempo de atuação do CST mais longa. As demais considerações são iguais ao cenário 01, com as UG's 01 e 02 no modo VF com os mesmos limites de potência ativa e reativa, enquanto que a UG-03 opera no modo PQ, sem reserva secundária de potência ativa e reativa que seja capaz de participar do controle secundário de tensão e de frequência. Assim como nos cenários anteriores, é garantido o sincronismo dos ângulos dos rotores conforme Figura 4.25.

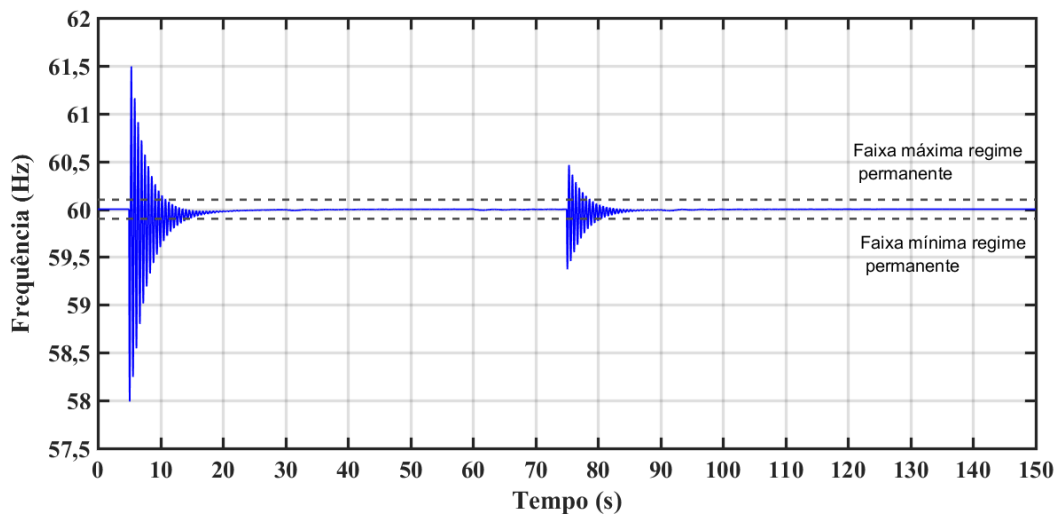
Figura 4.25: Ângulos dos rotores das UG's - Cenário 03.



Fonte: Elaboração Própria.

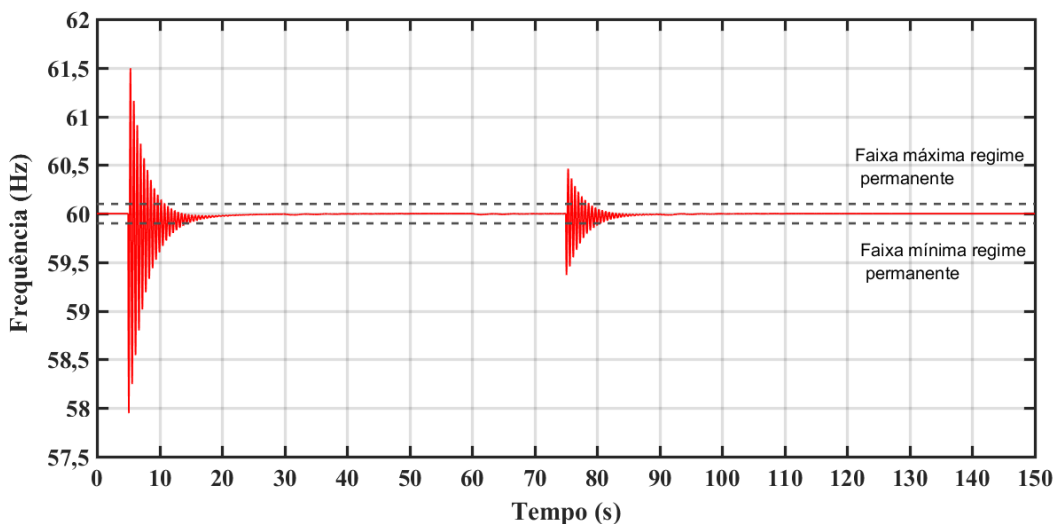
Para a frequência dos geradores, pode-se observar os efeitos da ocorrência das duas perturbações de carga no sistema. Com base nas Figuras 4.26, 4.27 e 4.28, as frequências também retornaram ao seu valor nominal. Para o controle de potência ativa e mecânica da Figura 4.29 as UG's 01 e 02 realizaram a repartição de carga após a ocorrência de duas grandes perturbações no sistema. A UG-03 novamente retornou seu nível de potência ativa para o *set-point* pré-distúrbio.

Figura 4.26: Frequência do Gerador 01 - Cenário 03.



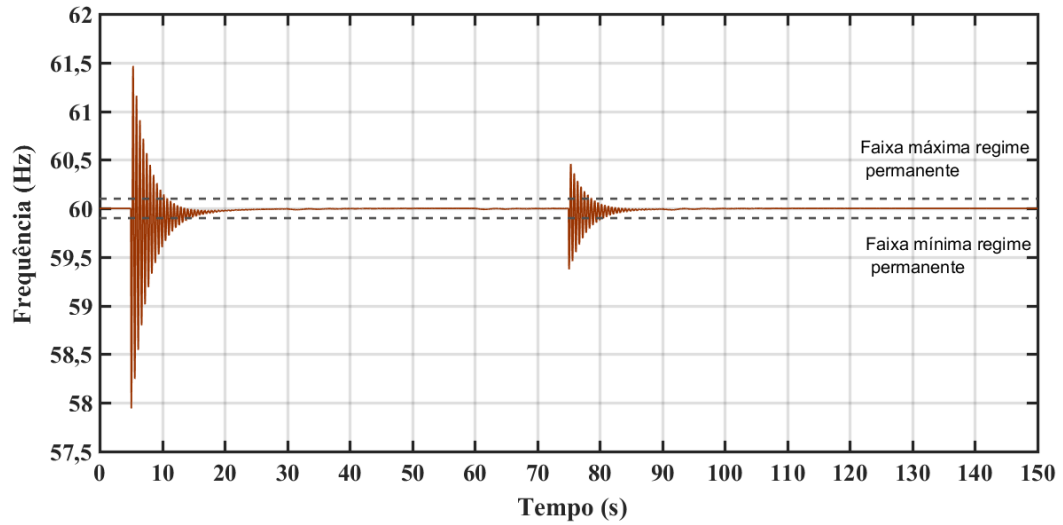
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.27: Frequência do Gerador 02 - Cenário 03.



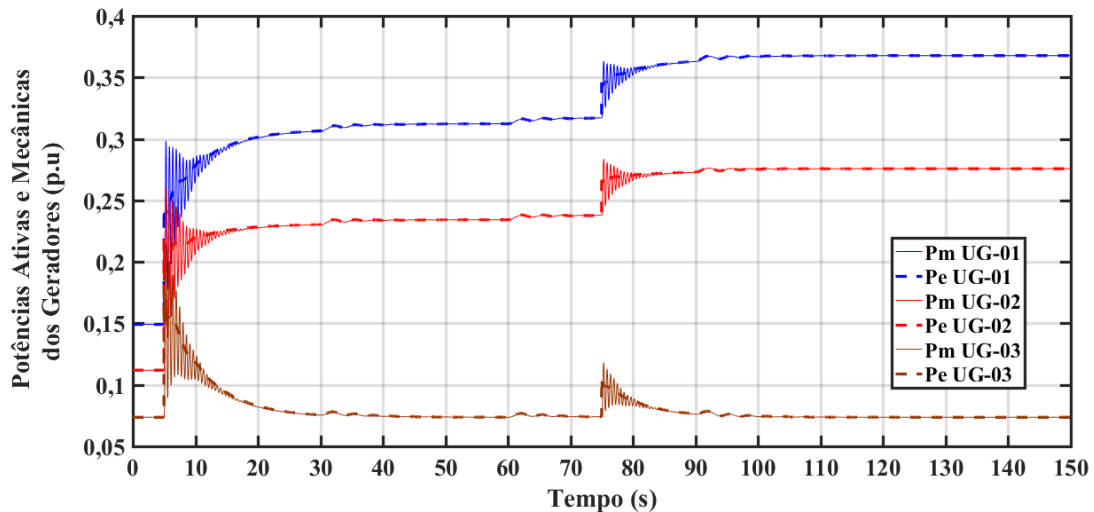
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.28: Frequência do Gerador 03 - Cenário 03.



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.29: Potências Ativas e Mecânicas geradas pelas UG's – Cenário 03.



Fonte: Elaboração Própria.

Diferente dos cenários 01 e 02, na análise atual há barras de diferentes regiões e zonas de controle de tensão que se tornaram-se barras piloto ao longo dos tempos de atuação do controle secundário de tensão.

Observando as Figuras 4.30, 4.31 e 4.32, na ocorrência do Estágio 2 pela primeira vez em 30s, a barra 22 torna-se a barra piloto do sistema, sendo a única barra a ter valor de tensão em regime permanente menor que a faixa mínima operativa. Com isto a UG-02 realizou uma ação de incremento de 0,01 p.u nos instantes de 30s e 60s.

No entanto com a ocorrência de outra perturbação no instante de 75s, as barras 17 e 18 reduziram seus níveis de tensão a patamares abaixo da faixa mínima operativa em regime permanente. A barra 17, de forma transitória chega a violar a faixa mínima mas retorna para dentro dos limites operativos antes da próxima atuação do CST em 90s. A barra 18 mantém um valor de tensão precário no período transitório e também em regime permanente, tornando-se a barra piloto do sistema no instante de 90s. Bastou apenas uma atuação nesse mesmo instante de 90s, para que a barra 18 retornasse a patamares aceitáveis quanto aos requisitos de qualidade de energia do sistema.

Figura 4.30: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio (Barra 22) – Cenário 03.

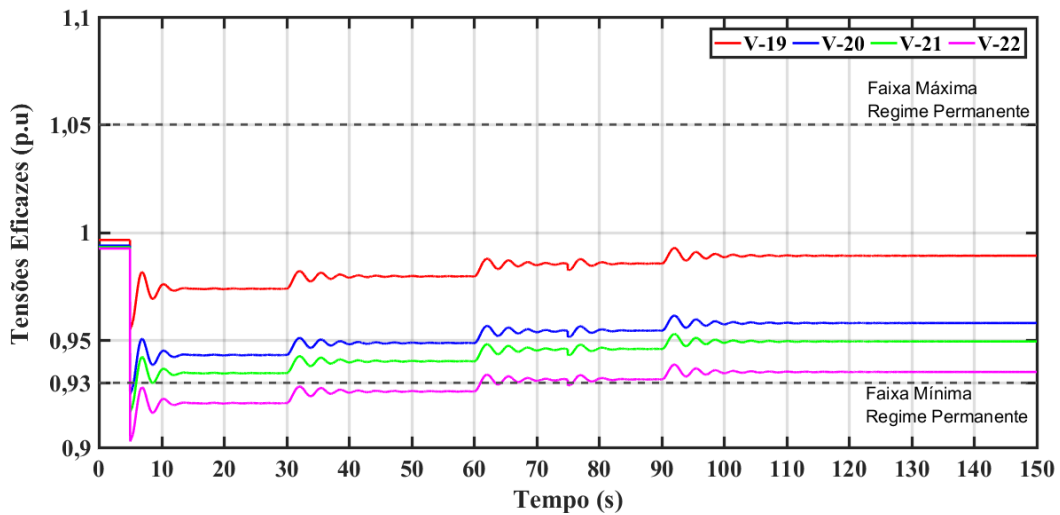


Figura 4.31: Tensões Eficazes nas barras próximas ao distúrbio (Barra 18) – Cenário 03.

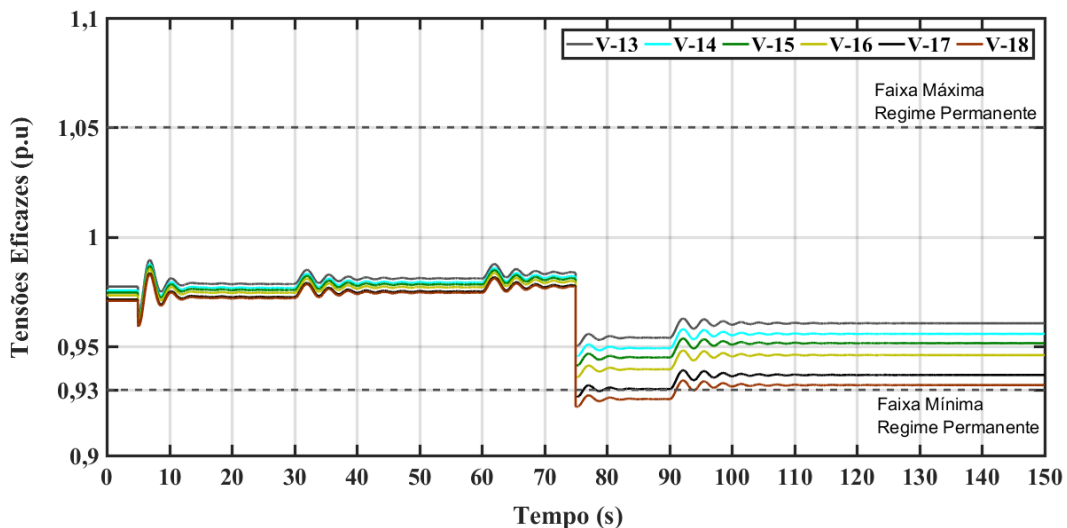
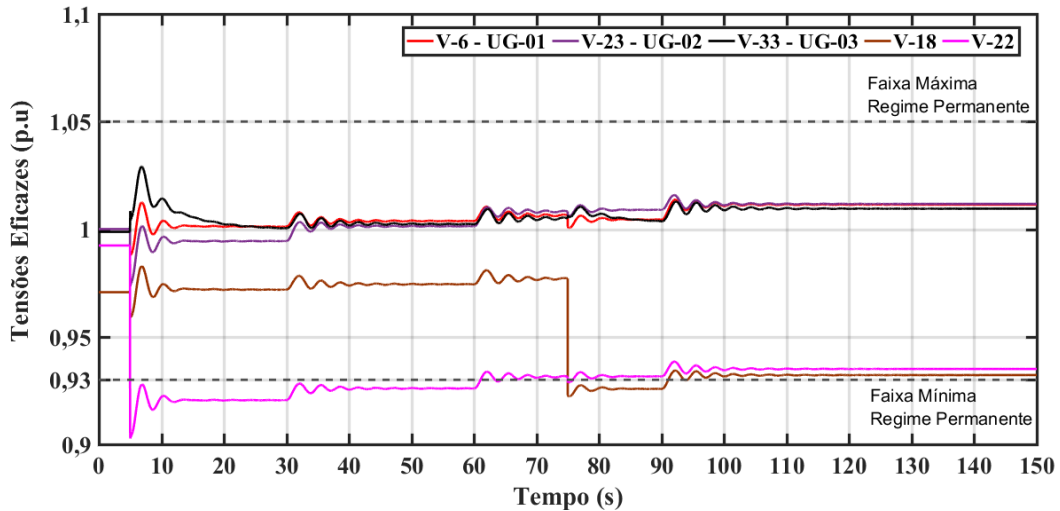


Figura 4.32: Tensões Eficazes nas barras em que as UG's estão conectadas e nas barras em que ocorreu o distúrbio – Cenário 03.



Fonte: Elaboração Própria.

Os ajustes de V_{ref} para as UG's são apresentados na Tabela 4.8:

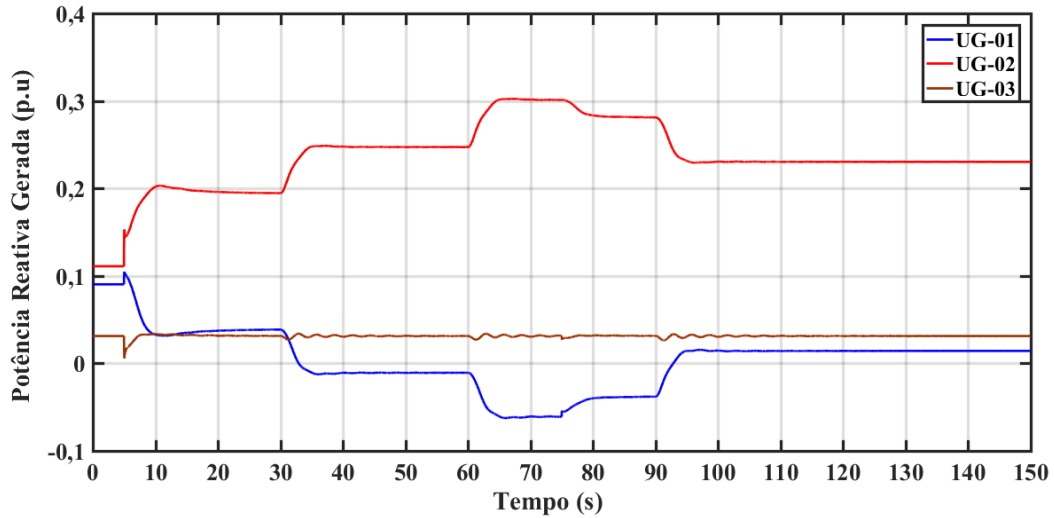
Tabela 4.8: Valores dos incrementos ΔV_{ref} em (p.u) – Cenário 03.

Tempo de Atuação	UG 01	UG 02	UG 03	Barra Piloto
30 s	0	+0,01	0	22
60 s	0	+0,01	0	22
90 s	+0,01	0	0	18

Fonte: Elaboração Própria.

Na Figura 4.33, pode-se verificar que nas atuações de 30s e 60s, a UG-02 esteve com uma tendência de aumentar o nível de potência reativa fornecida para a rede de distribuição, enquanto que a UG-01 esteve com uma tendência de reduzir esta potência fornecida ao sistema. No instante de 90s, ocorre o efeito contrário, ou seja, a UG-01 realizou um aumento no seu nível de fornecimento de energia reativa, pois a barra 18 está localizada na zona de controle de tensão deste gerador e seu sinal V_{ref} é incrementado em 0,01 p.u. A UG-02 realizou uma ação de redução no seu nível de potência reativa em 90s.

Figura 4.33: Potências reativas geradas pelas UG's – Cenário 03.



Fonte: Elaboração Própria.

Neste cenário, observou-se a necessidade de se atualizar a barra piloto do sistema em situações em que há um aumento de carga em duas barras diferentes em instantes de tempo próximos. A possibilidade de ocorrência em diferentes localizações da microrrede exige uma atualização da barra piloto, observando sempre o critério da tensão que apresenta o valor mais precário, tanto acima quanto abaixo da faixa normal operativa.

Caso não houvesse tal atualização, a atuação do CST poderia não funcionar adequadamente, por exemplo, em casos que existam zonas de interação. Se a barra piloto fosse fixa e estivesse fora da zona de interação, o CST nunca coordenaria a ação simultânea dos dois geradores que pertencem a tal zona de interação, mesmo que a maior violação estivesse nesta zona. De forma geral, assim como nos cenários 01 e 02, as tensões foram restabelecidas a patamares toleráveis quanto aos requisitos de qualidade de energia considerados, o que não seria possível apenas com os controles primários de tensão.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O presente capítulo teve como objetivo testar e analisar o desempenho da metodologia proposta em um cenário de microrrede ilhada com a ocorrência de perturbações de carga ativa e reativa. Nos três cenários apresentados, os controle primários e secundários de frequência foram capazes de manter ou restaurar tensões e frequência para seus valores e/ou faixas normais de operação.

No cenário 01, verificou-se a atuação da UG-02 no CST para o reestabelecimento de uma barra que estava inserida na sua respectiva zona de controle. No cenário 02, simulou-se o caso em que a UG-03, mesmo que ainda atuando como gerador PQ, participou da estratégia de CST em conjunto com a UG-01, contribuindo para que as barras 32 e 33 da microrrede restaurassem suas tensões para a faixa normal operativa. O cenário 03 teve como objetivo avaliar o desempenho do sistema de controle na ocorrência de duas perturbações de carga na microrrede. As perturbações ocorreram em diferentes zonas de controle do sistema, fazendo com que a atualização da barra piloto tenha sido fundamental de forma a atribuir qual seria o gerador adequado para a atuação no CST para cada tempo de atuação.

Cada um destes cenários realizados, apresentaram situações diferentes das quais o controle proposto pode ser submetido. Em geral, características importantes da metodologia proposta foram testadas, como a definição de zonas de interação e atualização da barra piloto, sendo que tais características foram importantes para cada situação de cada cenário apresentado.

Um aspecto importante a ser ressaltado com base na análise das simulações é a influência mútua entre as malhas de controle de tensão e de frequência da microrrede. Como exemplo, isto pode ser observado nos momentos de atuação do CST que levam a variações de potência ativa e mecânica nos geradores do sistema. Com isto, as relações convencionais de forte acoplamento que compõe as malhas de potência ativa e frequência assim como potência reativa e tensão podem sofrer alterações no contexto das microrredes de forma a haver uma influência maior entre estas malhas, se comparado aos grandes Sistemas de Potência. No entanto, estas interferências não foram capazes de influenciar significativamente o desempenho das malhas de controle aplicadas neste trabalho

Com os resultados obtidos, mostrou-se a eficiência da metodologia apresentada ao se restaurar ou manter os parâmetros de tensão e de frequência dentro das faixas adequadas de operação para a microrrede ilhada. Isto respeitando os limites operativos de cada máquina tanto para potência ativa quanto para potência reativa.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma metodologia para a realização do Controle Secundário de Tensão e de Frequência para o contexto de microrredes ilhadas. Para o desenvolvimento desta metodologia, foi necessário primeiramente a implementação computacional do modelo algébrico-diferencial dos elementos da microrrede, que são os geradores síncronos, as barras e cargas do sistema de distribuição, das GD's fotovoltaicas, além das malhas de controle primário e secundário de tensão e de frequência. A implementação do modelo adotado foi realizada através do método trapezoidal implícito e da solução particionada da rede preservada.

As ações de controle foram estruturadas em dois diferentes estágios e atuaram de forma coordenada. O estágio 1 tem como objetivo a estabilização das tensões com o controle primário de tensão e a restauração da frequência do sistema em seus valores nominais com a atuação concomitante das malhas primárias e secundárias. O estágio 2 restaurou as tensões da microrrede a patamares adequados de operação, após a excursão de algumas barras para fora da faixa normal operativa.

No controle secundário de tensão, a metodologia baseia-se em 4 etapas principais que são a Análise de Sensibilidade, a Classificação, a Definição das Zonas de Controle e o Ajuste dos Parâmetros de Controle e tendo a verificação da disponibilidade de reserva secundária de potência reativa. Os ajustes do CST são calculados e executados com base na identificação da Barra Piloto do sistema, sendo que há uma atualização em tempo real destes parâmetros a cada período pré-definido de atuação desta malha de controle. De forma geral, a metodologia de controle proposta cumpriu o objetivo de regulação de tensão e de frequência em uma microrrede ilhada, além de estabelecer critérios de repartição de geração ativa e reativa com base nas reservas de potência de cada gerador.

De forma geral, a metodologia proposta traz contribuições relacionadas ao critério de identificação das zonas de controle, atualização da Barra Piloto da microrrede e determinação de zonas de interação para que mais que um gerador possa atuar no CST com ações de controle proporcionais às suas reservas reativas. A atualização da Barra Piloto faz com que as ações de controle sejam focadas apenas nas regiões afetadas pelas perturbações no sistema, que ocorrem em diferentes regiões ao longo do tempo. O critério de escolha das zonas de controle e a

possibilidade de ocorrência de zonas de interação, faz com que a atuação de mais de uma GD simultaneamente ocorra apenas em situações em que a ação dos dois geradores se justifique quanto ao critério de análise de sensibilidade. Com a definição das zonas de interação, a metodologia pode particionar a contribuição de cada gerador de acordo com suas reservas, sendo que o cálculo dos parâmetros do CST é atualizado em tempo real, o que acarreta na atuação adequada para cada ponto de operação que o sistema atingir ao longo do tempo.

Com base nos resultados das simulações, a metodologia de controle cumpriu o objetivo principal, que é a regulação de tensão e de frequência, testando-se a ocorrência de distúrbios na forma de perturbações de carga ativa e reativa no sistema. O controle secundário de tensão foi efetivo na restauração das tensões a patamares adequados de operação, tendo necessitado de tempos que estão na ordem de 60 a 120 segundos para que suas ações e objetivos fossem efetivamente alcançados, dada a natureza e magnitude das perturbações simuladas. O controle secundário de frequência trouxe a restauração da frequência do sistema em seu valor nominal, além de realizar a repartição de gerador de acordo com o cálculo dos fatores de participação.

De forma geral, a atuação dos controles evitou a ocorrência de eventos que caracterizassem a degradação dos parâmetros de qualidade de energia considerados, além de se evitar a atuação dos sistemas de proteção das GD's, evitando assim o desligamento dos geradores nas situações de desequilíbrio entre carga e geração consideradas.

A presente metodologia pode ser aplicada em microrredes que possuam estruturas adequadas de medição e comunicação capazes de monitorar as tensões, frequências, potências ativas e reativas dos geradores e das barras do sistema em tempo real.

Como possibilidade de trabalhos futuros e continuidade da pesquisa realizada neste trabalho, pode-se aplicar critérios de otimização para a determinação dos ajustes das tensões de e potências reativas de referência, além de se aplicar diferentes técnicas de controle para a sintonia dos controles primários e secundários, tanto de tensão como de frequência. Pode-se investigar a inclusão das GD's conectadas via inversor eletrônico nas estratégias de controle secundário. É possível abordar o desempenho do controle secundário de tensão no modo conectado à rede e nas situações de transição entre este modo e a operação ilhada. Além disso, pode-se aplicar critérios econômicos para a determinação das repartições de geração ativa e reativa da microrrede. É possível também adaptar esta metodologia para microrredes que

operam de forma descentralizada ou distribuída, e abordando de forma mais aprofundada os aspectos relativos aos sistemas e estruturas de comunicação diferentes que podem ser utilizadas para o controle de microrredes.

REFERÊNCIAS

- ALOBEDLI, K.; SHAWKY, M.; MOURSI, E. Novel coordinated secondary voltage control strategy for efficient utilisation of distributed generations. **IET Renewable Power Generation**, n. 8, 569-579.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília , 2021.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 0033/2022 - SRD/ANEEL**. Brasília , 2022.
- BABAYOMI, O.; LI, Z.; ZHANG, Z. Distributed Secondary Frequency and Voltage Control of Parallel-Connected VSCs in Microgrids: A Predictive VSG-Based Solution. **CPSS Transactions on Power Electronics and Applications**, v. 5, n. 4, p. 342–351, 2020.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 7, 1989.
- BEVRANI, H. **Robust Power System Frequency Control (Power Electronics and Power Systems)**. 2. Ed. Springer, 2014.
- BEVRANI, H.; FRANCOIS, B.; ISE, T. **Microgrid Dynamics and Modeling**. 1. ed. Estados Unidos: JohnWiley & Sons, 2017.
- BIDRAM, A. *et al.* Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 7, n. 8, p. 822–831, 2013.
- CAGNANO, A.; BUGLIARI, A. C.; TUGLIE, E. DE. A cooperative control for the reserve management of isolated microgrids. **Applied Energy**, v. 218, n. February, p. 256–265, 2018.
- COPEL. **Chamada Pública Copel Dis Gd 001/2020 Compra De Energia Elétrica De Geração Distribuída**. Curitiba , 2020.

COPEL. **NTC 905100 - Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da COPEL (com comercialização de energia)**. Curitiba, 2017.

CUTSEM, T. VAN; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. 1. ed. New York: Springer NY, 1998.

NASCIMENTO, B. N. *et al.* Centralised secondary control for islanded microgrids. **IET Renewable Power Generation**, v. 14, n. 9, p. 1502–1511, 2020.

BANADAKI, A. D; FELIACHI, A.; KULATHUMANI, V. K. **Fully Distributed Secondary Voltage Control in Inverter-Based Microgrids**. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, IEEE, p. 1-9, 2018.

FARROKHABADI, M. *et al.* Microgrid Stability Definitions , Analysis , and Examples. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 1, p. 13–29, 2020.

FILHO, X. V. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Campos, 1984.

GE, P. *et al.* Resilient Secondary Voltage Control of Islanded Microgrids : An ESKBF-Based Distributed Fast Terminal Sliding Mode Control Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 2, p. 1059–1070, 2021.

GUERRERO, J. M. *et al.* Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids — A General Approach Toward Standardization. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011.

GUO, Q. *et al.* Distributed Secondary Voltage Control of Islanded Microgrids with Event-Triggered Scheme. **Journal of Power Electronics**, v. 17, n. 6, p. 1650–1657, 2017.

GURSKI, E. **Estudo do Desempenho de Microrredes Ilhadas Baseado em Análises de Segurança Estática e Dinâmica em Sistemas Elétricos de Potência**. 220 p. Dissertação (Mestrado) Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2020.

HATZIARGYRIOU, N. *et al.* **Microgrids: Architectures and Control**. 1. ed. [s.l.] John Wiley & Sons, 2014.

IEEE. **IEEE Guide for Design , Operation , and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems - IEEE Std 1547.4**. Nova Iorque 2011.

IEEE. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies – IEEE Std 421.5**. Nova Iorque, 2016.

IEEE. **IEEE 2030.7-2017 Standard for the Specification of Microgrid Controllers**. Nova Iorque, 2017.

IEEE PES. Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Modeling - Technical Report (PES-TR66). **IEEE Power & Energy Society**, p. 120, 2018.

WILLIAMS R. L.; LAWRENCE, D. A. **Linear State Space Control systems**. Nova Jersey: John Wiley & Sons, 2007.

KONSTANTINOS, M. F. *et al.* Enabling rising penetration and added value of photovoltaic generation by implementation of advanced storage systems. **9th Solar & Storage Integration Workshop**, 2019.

KUIAVA, R. **Projeto de controladores para o amortecimento de oscilações em sistemas elétricos com geração distribuída**. 119 p. Tese (Doutorado) - **Universidade de São Paulo**, 2010.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. 1. ed. Estados Unidos: McGrawHill, 1994.

KUNDUR, P. *et al.* Definition and classification of power system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. no 3, p. 1387–1401, 2004.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power system dynamics: Stability and Control**. 2. ed. Nova Delhi: John Wiley & Sons, 2008.

MAHARJAN, R. *et al.* Secondary Voltage Control of Power Grid Using Voltage Stability Index and Voltage Control Areas. **North American Power Symposium**, 2017.

OUYANG, Y.; XIA, Y.; ZOU, Y. Active and reactive power coordinated secondary control based on control sensitivities in microgrid. **China International Conference on Electricity Distribution**, 2018.

PADIYAR, K. R.; KULKARNI, A. M. **Dynamics and Control of Electric Transmission and Microgrids**. Wiley IEEE-Press, 2019.

PIARDI, A. B. *et al.* A Control Structure for Smooth Transfer From Grid-Connected to Islanded Operation of Distributed Synchronous Generators. **IEEE Transactions on Power System Delivery**, v. 35, n. 2, p. 929–936, 2020.

LEGADO ENERGIAS. Disponível em: <https://legadoenergias.com/publicacao/voce-sabe-o-que-e-uma-microrrede/>> Acesso em 28/08/2022.

SHRIVASTAVA, S.; SUBUDHI, B. Comprehensive review on hierarchical control of cyber-physical microgrid system. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 14, p. 6397–6416, 2021.

SIMPSON-PORCO, J. W. *et al.* Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 11, p. 7025–7038, 2015.

SKOGESTAD, S.; POSTLETHWAITE, I. **Multivariable Feedback Control Systems: Analysis na Design**. [s.l.] John Wiley & Sons, 2001.

TARANTO, G. N. *et al.* Controle secundário de tensão, suas vantagens e limitações. resultados hipotéticos de sua utilização na área rio. **XV Seminário Nacional de Produção e Trnasmissão de Energia Elétrica**, 1999.

VANDOORN, T. L. *et al.* Communication-Based Secondary Control in Microgrids with Voltage-Based Droop Control. **PES T&D 2012**, p. 1-6, 2012.

VANDOORN, T. L. *et al.* Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies. **IEEE industrial electronics magazine**, v. 7, n. 4, p. 42–55, 2013.

WEIGERT, G. R.; GURSKI, E.; BENEDITO, R. A. S. Algoritmo computacional para análise

de estabilidade transitória e de frequência através de método implícito. **2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications INDUSCON 2018**. São Paulo, SP; Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2018.

WEIGERT, G. R.; GURSKI, E.; BENEDITO, R. A. S. Computational algorithm for stability analysis of distribution networks with distributed generation. **Conferência Internacional de Energias Inteligentes – Smart Energy, 2019**.

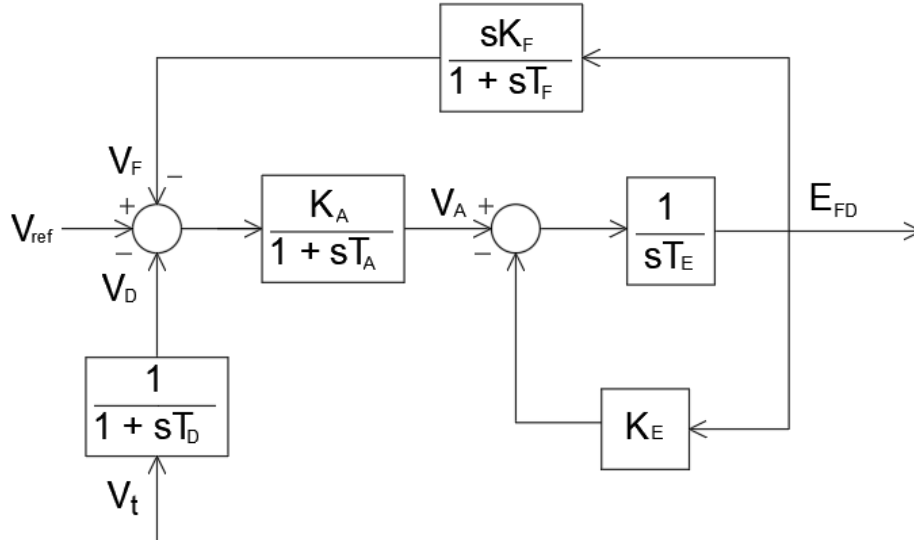
XU, Y. *et al.* Optimal Distributed Control for Secondary Frequency and Voltage Regulation in an Inslanded Microgrid. **IEEE Transactions in Industrial Informatics**, v. 15, n. 1, p. 225–235, 2019.

YANG, X. *et al.* An Optimal Secondary Voltage Control Strategy for an Islanded Multibus Microgrid. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 4, n. 4, p. 1236–1246, 2016.

ANEXO A – MODELO DO REGULADOR DE TENSÃO

O modelo de Regulador Automático de Tensão AVR deste trabalho é o IEEE ST2A que pode ser encontrado em Gurski (2020) e Kuiuva (2010) sendo apresentado no domínio da frequência na Figura A.1.

Figura A.1: Regulador de Tensão IEEE ST2A.:



Fonte: Adaptado de Gurski (2020) e Kuiuva (2010).

As equações diferenciais no domínio do tempo são:

$$T_E \dot{E}_{FD} = -K_E E_{FD} + V_A, \quad (\text{A.1})$$

$$T_F \dot{V}_F = -V_F + K_F E_{FD}, \quad (\text{A.2})$$

$$T_A \dot{V}_A = -V_A + K_A (V_{ref} - V_D - V_F), \quad (\text{A.3})$$

$$T_D \dot{V}_D = -V_D + V_t, \quad (\text{A.4})$$

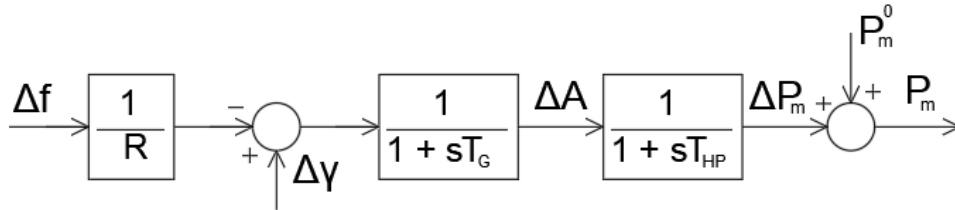
em que, V_t é a tensão terminal do gerador, T_D é a constante de tempo do sistema de filtragem e medição da tensão terminal e V_D é o valor de tensão de saída deste sistema. Os valores K_A e T_A são constantes de ganho e tempo do amplificador do AVR. De forma parecida, K_E e T_E são as constantes de ganho e de tempo da excitatriz da máquina. Por fim, os valores de K_F e T_F também são o ganho e a constante de tempo, respectivamente do laço auxiliar de realimentação do AVR. A variável E_{FD} é a Tensão de Excitação do circuito de armadura do gerador. A variável s é o

operador de Laplace. As constantes de tempo são dadas em segundos e as demais variáveis são dadas em p.u.

ANEXO B – MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE

O modelo de Regulador de Velocidade utilizado é do tipo *Droop*, ou seja, é do tipo com queda de velocidade e o modelo da turbina é do tipo térmica sem reaquecimento. O modelo apresentado pode ser encontrado em Weigert *et al.* (2019) e Filho (1984):

Figura B.1: Modelo de Regulador de Velocidade e Turbina Utilizados.



Fonte: Adaptado de Weigert *et al.* (2019) e Filho (1984).

As Equações no domínio do tempo são:

$$P_m = P_m^0 + \Delta P_m, \quad (\text{B.5})$$

$$T_{HP} \Delta \dot{P}_m = -\Delta P_m + \Delta A, \quad (\text{B.2})$$

$$T_G \Delta \dot{A} = \Delta \gamma - \Delta A - \frac{\Delta f}{R}, \quad (\text{B.3})$$

$$\dot{\Delta \gamma} = -K \Delta f_i \alpha, \quad (\text{B.4})$$

em que Δf é o desvio de frequência do gerador em relação ao valor nominal da rede em p.u., P_m^0 a potência mecânica no período pré-distúrbio, ΔP_m é a variação de potência mecânica da turbina e P_m é a potência mecânica de saída da turbina. As constantes de tempo T_G e T_{HP} são respectivamente do regulador de velocidade e da Turbina térmica sem reaquecimento. A variável ΔA representa a variação da abertura da válvula do Regulador de Velocidade. A constante R é o valor do Estatismo do Regulador de Velocidade e $\Delta \gamma$ é o sinal de entrada da malha de controle secundário. Este sinal é proporcional a realimentação do desvio de frequência de referência do sistema Δf_i , do ganho do controle secundário K centralizado e do fator de participação α atribuído a cada gerador. As constantes de tempo são dadas em segundos e o restante é calculado em p.u.

ANEXO C – MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA

O modelo dinâmico da máquina síncrona considerado para este trabalho é o do Gerador de Polos Salientes. As equações dinâmicas no domínio do tempo são apresentadas abaixo conforme apresentado em Gurski (2020):

$$\dot{\delta} = \Delta\omega, \quad (C.1)$$

$$M\Delta\dot{\omega} = P_m - P_e - D\Delta\omega, \quad (C.2)$$

$$T'_{do}E'_q = E_{FD} - E'_q - (x_d - x'_d)I_d, \quad (C.3)$$

em que δ é o ângulo do rotor do gerador síncrono dado em rad , $\Delta\omega$ é o desvio de velocidade angular em relação a velocidade síncrona dado em p.u, M é a constante de inércia da máquina na unidade $p.u / (rad/s^2)$, P_e é a potência elétrica ativa fornecida pelo gerador em p.u, D é a constante de amortecimento da máquina dada $p.u / (rad/s)$.

O valor de T'_{do} é a constante de tempo transitória de eixo direto dada em segundos, E'_q é a tensão transitória de eixo em quadratura dada em p.u, os valores de x_d e x'_d são as reatâncias síncrona e transitória de eixo direto em p.u e I_d é a corrente de eixo direto de armadura do gerador, que é também dada em p.u. a expressão de P_e pode ser escrita conforme (C.4):

$$P_e = E'_q I_q, \quad (C.4)$$

sendo I_q a corrente de armadura em eixo em quadratura, dada em p.u. Esta expressão é válida, com base na hipótese simplificadora de que há igualdade entre as reatâncias transitória de eixo direto, de quadratura e também com a reatância síncrona de eixo em quadratura, fazendo $x_q = x'_d = x'_q$. Tal hipótese é considerada para o modelo utilizado neste trabalho.

ANEXO D – DADOS DO SISTEMA TESTE

Neste anexo são apresentados os dados e parâmetros do sistema teste utilizado neste trabalho. A potência base do sistema é de 10 MVA com tensão base de 12,66 kV. Os dados convergidos do fluxo de potência são apresentados na Tabela D.1.

Tabela D.1: Dados de barra do sistema teste.

Barra	V (pu)	Th (°)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pl (MW)	Ql (Mvar)
1	0,997	0,092	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,997	0,092	0,000	0,000	0,100	0,060
3	0,998	0,086	0,000	0,000	0,090	0,040
4	0,998	0,155	0,000	0,000	0,120	0,080
5	0,999	0,225	0,000	0,000	0,060	0,030
6	1,000	0,422	1,492	0,904	0,060	0,020
7	0,997	0,260	0,000	0,000	0,200	0,100
8	0,993	0,309	0,000	0,000	0,200	0,100
9	0,989	0,298	0,100	0,000	0,060	0,020
10	0,984	0,269	0,000	0,000	0,060	0,020
11	0,983	0,278	0,000	0,000	0,045	0,030
12	0,982	0,292	0,000	0,000	0,060	0,035
13	0,977	0,254	0,000	0,000	0,060	0,035
14	0,975	0,211	0,000	0,000	0,120	0,080
15	0,974	0,197	0,100	0,000	0,060	0,010
16	0,973	0,177	0,000	0,000	0,060	0,020
17	0,971	0,108	0,000	0,000	0,060	0,020
18	0,971	0,100	0,000	0,000	0,090	0,040
19	0,996	0,087	0,000	0,000	0,090	0,040
20	0,994	0,069	0,100	0,000	0,090	0,040
21	0,993	0,050	0,000	0,000	0,090	0,040
22	0,992	0,029	0,000	0,000	0,090	0,040
23	1,000	0,000	1,119	1,110	0,090	0,050
24	0,993	0,085	0,000	0,000	0,420	0,200
25	0,990	0,127	0,000	0,000	0,420	0,200
26	0,999	0,466	0,000	0,000	0,060	0,025
27	0,999	0,527	0,000	0,000	0,060	0,025
28	0,996	0,763	0,100	0,000	0,060	0,020
29	0,993	0,927	0,000	0,000	0,120	0,070
30	0,993	1,030	0,000	0,000	0,200	0,600
31	0,995	1,104	0,000	0,000	0,150	0,070
32	0,996	1,145	0,000	0,000	0,210	0,100
33	0,999	1,240	0,736	0,313	0,060	0,040

Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989).

Os dados de linha do sistema de distribuição são apresentados na Tabela D-2.

Tabela D.2: Dados de linha do sistema teste.

Linha De - Para	R (Ohm)	X (Ohm)	Linha De - Para	R (Ohm)	X (Ohm)
1-2	0,0922	0,0470	17-18	0,7320	0,5740
2-3	0,4930	0,2511	2-19	0,1640	0,1565
3-4	0,3660	0,1864	19-20	1,5042	1,3554
4-5	0,3811	0,1941	20-21	0,4095	0,4784
5-6	0,8190	0,7070	21-22	0,7089	0,9373
6-7	0,1872	0,6188	3-23	0,4512	0,3083
7-8	0,7114	0,2351	23-24	0,8980	0,7091
8-9	1,0300	0,7400	24-25	0,8960	0,7011
9-10	1,0440	0,7400	6-26	0,2030	0,1034
10-11	0,1966	0,0650	26-27	0,2842	0,1447
11-12	0,3744	0,1238	27-28	1,0590	0,9337
12-13	1,4680	1,1550	28-29	0,8042	0,7006
13-14	0,5416	0,7129	29-30	0,5075	0,2585
14-15	0,5910	0,5260	30-31	0,9744	0,9630
15-16	0,7463	0,5450	31-32	0,3105	0,3619
16-17	1,2890	1,7210	32-33	0,3410	0,5302

Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989).

Na Tabela D.3 são apresentados os dados das três unidades geradoras síncronas utilizadas nas estratégias de controle primário e secundário deste trabalho.

Tabela D.3: Dados das UG's.

Unidade Geradora	Xq (p.u)	Xd (p.u)	X'q (p.u)	X'd (p.u)	T'do(s)	M (pu.s ² /rad)	D (pu.s/rad)
UG-01	0,500	2,000	0,500	0,500	6,600	0,0003	0,005
UG-02	0,500	2,000	0,500	0,500	6,600	0,0003	0,005
UG-03	0,500	2,000	0,500	0,500	6,600	0,0003	0,005

Fonte: Adaptado de Weigert *et. al* (2019) e Gurski (2020).

Quanto aos reguladores de velocidade e turbinas dos geradores, tem-se as constantes $T_g = 0,2$ e $T_{hp} = 0,3$ que são iguais para as 3 UG's. O valor da constante de Estatismo é $R = 0,05$ que é igual para os três geradores. O valor do ganho do bloco integrador do Controle Secundário de Frequência $K = 10$. No caso da malha de controle de potência reativa, tem-se $K_S = K_p = 1$.

ANEXO E – RESULTADOS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE CEN .01

Apresenta-se na Tabela E.1 o resultado dos valores das sensibilidades para o Cenário 01 nos instantes de 30s e 60s. A cor verde indica sensibilidade Elevada, a cor marrom indica sensibilidade Média e a cor vermelha indica uma sensibilidade considerada baixa. Na Tabela E.2 é apresentada a classificação das sensibilidades conforme a metodologia proposta.

Tabela E.1: Cálculo das sensibilidades para cada período de atuação das UG's – Cenário-01.

Barra	UG-01 – 30s	UG-02 – 30s	UG-01 – 60s	UG-02 – 60s
1	0,2237	0,7856	0,2254	0,7839
2	0,2237	0,7856	0,2254	0,7839
3	0,2203	0,7740	0,2220	0,7724
4	0,3511	0,6357	0,3539	0,6331
5	0,4856	0,4942	0,4889	0,4912
6	0,9705	0	0,9707	0
7	0,9736	0	0,9737	0
8	0,9772	0	0,9773	0
9	0,9818	0	0,9819	0
10	0,9867	0	0,9867	0
11	0,9874	0	0,9874	0
12	0,9885	0	0,9886	0
13	0,9934	0	0,9934	0
14	0,9952	0	0,9952	0
15	0,9962	0	0,9962	0
16	0,9975	0	0,9975	0
17	0,9994	0	0,9994	0
18	1	0	1	0
19	0,2249	0,7898	0,2265	0,7879
20	0,2351	0,8256	0,2367	0,8231
21	0,2379	0,8352	0,2395	0,8325
22	0,2424	0,8509	0,2439	0,8479
23	0	0,9901	0	0,9903
24	0	0,9967	0	0,9968
25	0	1	0	1
26	0,9710	0	0,9712	0
27	0,9716	0	0,9718	0
28	0,9748	0	0,9751	0
29	0,9772	0	0,9777	0
30	0,9777	0	0,9781	0
31	0,9751	0	0,9757	0
32	0,9739	0	0,9745	0
33	0,9716	0	0,9723	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela E.2: Classificação das Sensibilidades – Cenário-01.

Barra	UG-01 – 30s	UG-02 – 30s	UG-01 – 60s	UG-02 – 60s
1	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
2	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
3	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
4	Média	Média	Média	Média
5	Média	Média	Média	Média
6	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
7	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
8	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
9	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
10	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
11	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
12	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
13	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
14	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
15	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
16	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
17	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
18	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
19	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
20	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
21	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
22	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
23	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
24	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
25	Baixa	Elevada	Baixa	Elevada
26	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
27	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
28	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
29	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
30	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
31	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
32	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa
33	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa

Fonte: Elaborado pelo Autor.